韓国の再生可能エネルギー支援政策
――発電差額支援制度の現状と課題を中心に――

李　　秀　澈

目　次

1．はじめに
2．エネルギー消費と再生可能エネルギー普及状況
3．再生可能エネルギー供給目標
4．再生可能エネルギー支援政策の根拠と政策効果比較
5．発電差額支援制度の成果と課題
6．むすび

1．はじめに

韓国では，1987年に「代替エネルギー開発促進法」が制定され，従来の石油中心のエネルギー消費構造の改善およびエネルギー源多様化のための政策が進められた。その結果，エネルギー源の石油依存度は緩和されたが，これは石炭と天然ガスなど化石エネルギー，そして原子力エネルギーへの代替による結果であり，経済性に劣る再生可能エネルギーは依然として普及が進まなかった。

1990年代後半に地球温暖化問題が台頭してから再生可能エネルギーは，二酸化炭素排出問題にも取り組めるエネルギー源として世界的にも注目を集めることになった。そこで韓国では，2000年代に入り再生可能エネルギーの開発および普及拡大のための制度的支援プログラムの作成が積極的に行われた。すなわち2003年に「第2次新・再生エネルギー技術開発および利用普及基本計画」が策定され，また2004年12月には既存の「代替エネルギー開発促進法」が「新エネルギーおよび再生エネルギー開発利用普及促進法」へ代替されるなど，再生可能エネルギーの普及活性化政策が本格的に進められるようになった。

しかし韓国の再生可能エネルギーの普及状況は，依然として他の先進国に大きく遅れている。韓国はエネルギー消費の海外依存度が世界でも最も高い水準にあり，国内の天然資源や自然環境を活用した再生可能エネルギーの普及拡大は，地球温暖化対策に資するだけでなくエネルギー安全保障のためにも意義が大きい。

本稿では，まず韓国の再生可能エネルギー普及状況と今後の普及目標について調べ，韓国の再生可能エネルギー政策が再生可能エネルギーの開発と普及に及ぼした影響と成果そして課題

＊　本稿の作成において，京都産業大学経済学部朴勝俊准教授から数多くの貴重なコメントを頂いたこと，この場を借りて深く感謝申し上げたい。また本稿の作成のため，2008年4月28日から5月3日にかけて，韓国全国経済人連合会（日本経団連に相当する）の協力の下，韓国の再生可能エネルギー関連設備製造会社に対するヒアリングを行った。ヒアリングに協力していただいた同連合会の李炳旭常務と韓国の関連業界の方々にもこの場を借りて御礼を申し上げたい。また本稿は科学研究費補助金（基盤研究（B）：課題番号18310035）の成果の一部である。

を考察する。その際に再生可能エネルギー支援政策のうち，EU を中心に導入が活性化されている固定価格買取制度（FIT：Feed in Tarrif）すなわち韓国での発電差額支援制度に相当するこの制度の導入状況と再生可能エネルギー普及拡大のための課題を明らかにする。

２．エネルギー消費と再生可能エネルギー普及状況

韓国は，世界 10 位のエネルギー消費国であり，エネルギーの海外依存度は 97％で，日本の 96％とともに世界で最も高い水準にある[(1)]。産業資源部[(2)]（2006）によれば，韓国のエネルギー輸入額（856 億ドル：2006 年）は総輸入額の中で 27.7％の高い割合を占めている。

表１でエネルギー消費（2006 年）を見れば，１次エネルギー供給の中で化石エネルギーの割合が 81.7％，原子力エネルギーが 15.9％，水力が 0.5％，その他が 1.9％を占めている。再生可能エネルギー消費は，年度別では 1990 年に全体１次エネルギーで占める割合が 0.4％に過ぎず，以後毎年 0.1％ポイント程度ずつ増加し，2002 年には 1.4％に微増していた。ところで 2003 年には前年比 0.7％ポイント増加し 2.1％になった（表２参照）。これは，主に 2003 年から発電容量 10MW 以上の大規模水力発電も再生エネルギーの範囲に含まれるようになったことに起因する。１次エネルギーに占める再生可能エネルギー供給の割合は，デンマーク 14.6％，ドイツ 4.3％，米国 4.5％，日本 3.4％に比べれば，韓国はまだ低い水準である（IEA（2006b））。これは韓国のエネルギー政策の主なターゲットが，石油依存的な需給構造から脱皮することであり，再生可能エネルギーよりは経済性の側面で有利な原子力や LNG の導入拡大に重点を置

表１　韓国の１次エネルギー消費推移

（単位：千toe，％）

年	石炭	石油	LNG	原子力	水力	その他	合計
1985	22,002 (39.1)	27,142 (48.2)	- -	4,186 (7.4)	915 (1.6)	2,031 (3.6)	56,296 (100.0)
1990	24,385 (26.2)	50,175 (53.8)	3,023 (3.2)	13,222 (14.2)	1,590 (1.7)	797 (0.9)	93,192 (100.0)
1995	28,092 (18.7)	93,955 (62.5)	9,213 (6.1)	16,757 (11.1)	1,369 (0.9)	1,051 (0.7)	150,438 (100.0)
2000	42,911 (22.2)	100,280 (52.0)	18,924 (9.8)	27,241 (14.1)	1,402 (0.7)	2,130 (1.1)	192,888 (100.0)
2005	54,788 (24.0)	101,527 (44.4)	30,355 (13.3)	36,695 (16.1)	1,297 (0.6)	3,961 (1.7)	228,622 (100.0)
2006	56,687 (24.3)	101,831 (43.6)	32,004 (13.7)	37,187 (15.9)	1,305 (0.5)	4,358 (1.9)	233,372 (100.0)

注：（　）の中は，全体エネルギーに占める各エネルギーの割合。
出所：エネルギー管理公団（各年版b）。

(1)　両国ともに，原子力を含む 2006 年の実績である。

(2)　韓国の産業資源部は日本の経済産業省に該当する。産業資源部は 2008 年の政府組織改組により知識経済部に代わった。

表２　年度別再生可能エネルギー供給推移

	１次エネルギー（A）		再生可能エネルギー（B）		B/A（%）
年	供給量（千toe）	前年対比増加率（%）	供給量（千toe）	前年対比増加率（%）	
1990	93,192	14.1	335	56.6	0.4
1991	103,623	11.2	412	22.8	0.4
1992	116,010	12.0	551	33.9	0.5
1993	126,879	9.4	648	17.6	0.5
1994	137,235	8.2	776	19.8	0.6
1995	150,438	9.6	907	16.8	0.6
1996	165,209	9.3	1,160	27.9	0.7
1997	180,639	9.8	1,419	22.3	0.8
1998	165,932	△8.1	1,712	20.7	1.0
1999	181,365	9.3	1,897	10.8	1.1
2000	192,888	6.4	2,127	12.1	1.10
2001	198,410	2.9	2,453	15.3	1.24
2002	208,636	5.2	2,917	18.9	1.40
2003	215,067	3.1	4,436	52.1	2.06
2004	220,238	2.4	4,582	3.3	2.08
2005	228,622	3.8	4,879	6.5	2.13
2006	233,372	2.1	5,225	7.1	2.24

注：2003年から再生可能エネルギーの範囲に大規模水力発電を含む。
出所：産業資源部（各年版）。
　　エネルギー管理公団（各年版a）。

いたためといえる。

一方，再生可能エネルギーに対する国際的に統一された定義はない。IEA（International Energy Agency）では統計作成に必要な自主基準を設けているが[3]，IEA 会員国では自国の再生エネルギー関連資源の状況などにより特定のエネルギー源を加減しながら，統計作成をしている。韓国では従来，石油に代わるエネルギーという意味で，代替エネルギーという用語を使ってきた。しかし，2004 年 12 月に既存の「代替エネルギー開発促進法」が「新エネルギーおよび再生エネルギー開発利用普及促進法」へ全面改正されてから，代替エネルギーという用語の代わりに新・再生エネルギーという用語を使うことになった。同法第２条の１では，新・再生エネルギーの範囲が“石油，石炭，原子力，天然ガスでないエネルギーの中で 11 分野”と定められている。ここで再生エネルギーと，太

(3)　再生可能エネルギーは，一般的に石油，石炭，天然ガス，ウラニウム（原子力）など枯渇性エネルギーと対比される概念のエネルギーとして，地球環境の急激な変化がない限り一定の条件下で持続可能に利用できるエネルギーを意味する。ただし，IEA は，再生可能エネルギー源として水力，地熱，太陽光，太陽熱，海洋，風力，固体バイオマス，バイオガス，再生可能都市廃棄物，産業廃棄物，そして非再生可能都市廃棄物などと定めている。

陽，バイオマス，風力，水力，地熱，海洋エネルギー，廃棄物エネルギーなど8つの分野のエネルギーを，そして新エネルギーとは燃料電池，石炭液化ガス化，水素エネルギーなど3つの分野のエネルギーを示している[(4)]（表3参照）。

表4と表5で見るように再生可能エネルギー類型別には廃棄物（78.9%）と水力（18.8%）が中心となっており，太陽光，風力，バイオマスの割合が低い。廃棄物エネルギーは，循環型社会が進めば原料となる廃棄物の供給量も減ることになるので真の意味での再生可能エネルギーとは言い難い。再生可能エネルギーの範疇から廃棄物エネルギーを除く場合，韓国の再生可能エネルギーの割合は現在の1/4の水準に縮小される。

3．再生可能エネルギー供給目標

韓国は2003年の「第2次新・再生エネルギー技術開発および利用普及基本計画」の作成と

表3　韓国の新・再生エネルギーの区分

区分	中分類	小分類
再生エネルギー	太陽熱	太陽熱
	太陽光発電	太陽光発電
	バイオマス	バイオディーゼル
		バイオエタノール
		バイオガス
		バイオ液化油
		バイオ燃料
	風力	風力
	水力	水力
	海洋エネルギー	潮力
		波力
		海流
		温度差
	廃棄物エネルギー	廃棄物エネルギー
	地熱	地熱エネルギー
新エネルギー	燃料電池	燃料電池
	石炭・中質残渣油の液化ガス	石炭・中質残渣油の液化ガス
	水素エネルギー	水素エネルギー

出所：産業資源部。

(4)　韓国では，再生可能エネルギーという用語が法律および政策用語として，表3で見るように太陽光，風力などを再生エネルギー，そして燃料電池，水素エネルギーなどを新エネルギーと分類し，両者を合わせて新・再生エネルギーとして使われている。以下本稿では，再生可能エネルギーを示す時，韓国の政策用語として使われるときには，「新・再生エネルギー」の用語を使用し，一般的な意味として使われるときには「再生可能エネルギー」の用語を使用する。

表４　韓国の１次エネルギー源としての新・再生エネルギーの供給推移

（単位：千toe）

	1996	2000	2003	2005	2006
総１次エネルギー	165,209	192,888	215,067	228,622	233,372
新・再生エネルギー （1次エネルギー中の割合％）	1,159 (0.70)	2,127 (1.10)	4,437 (2.06)	4,879 (2.13)	5,225 (2.24)
太陽熱	32	42	33	35	33
太陽光	0.64	1.32	1.94	3.60	7.76
事業用	–	–	–	0.15	1.42
自家用	0.64	1.32	1.94	3.45	6.34
バイオ	50	82	131	181	274
バイオガス	45	39	48	44	77
バイオガス（電気）	–	–	25	32	39
バイオガス（熱）	–	–	13	10	15
バイオディーゼル	–	–	1.70	13	53
ウッドチップ	–	–	–	–	6
成形炭	5	43	43	32	34
バイオ燃料	–	–	–	49	50
風力	0.09	4.17	6.22	32	59.7
事業用	–	2.27	5.69	31	58.5
自家用	0.09	1.90	0.5	1.15	1.2
水力	20	20	1,226	919	867
事業用	20	–	1,226	918	867
自家用	–	–	0.03	0.18	0.2
燃料電池	–	–	–	0.53	1.67
事業用	–	–	–	–	0.08
自家用	–	–	–	0.53	1.59
廃棄物	1,056	1,978	3,039	3,706	3,975
廃ガス	727	972	1,427	1,735	1,810
産業廃棄物	260	348	547	591	671
廃木材	44	59	97	237	225
生活廃棄物	25	34	15	28	34
大都市型ゴミ	–	–	417	477	505
セメントキルン燃料	–	397	276	335	371
RDF/RPF	–	–	–	–	37
精製燃料油	–	168	260	303	321
地熱	–	–	0.39	2.56	6.21

注：水力の場合2003年からは大水力が含まれている。
出所：エネルギー管理公団（2007b）。

表５　韓国の発電エネルギーとしての新・再生エネルギーの供給推移

（単位：MWh，%）

	1996	2000	2003	2005	2006
総発電量	205,493,554	266,399,508	322,451,697	364,639,331	381,180,709
新・再生エネルギー （総発電量中の割合，%）	84,299 (0.04)	103,794 (0.04)	5,035,156 (1.56)	3,947,897 (1.08)	3,899,368 (1.02)
太陽光	2,556	5,284	7,752	14,399	31,022
バイオマス	-	-	100,193	129,595	154,521
風力	348	16,685	24,865	129,888	238,911
水力[1]	81,395	81,825	4,902,346	3,674,015	3,468,233
小水力[2]					
1MW以下	8,702	18,464	31,681	30,658	34,171
1-10MW以下	72,693	63,361	155,931	148,524	151,120
大水力					
10MW以上	-	-	4,714,734	3,494,833	3,282,942
燃料電池	-	-	-	2,103	6,681

注１：水力の場合2003年からは大水力が含まれている。
　２：小水力に対する国際的に合意された定義はなく，国家により発電用量2.5-30MWまで多様に解されている。韓国の場合“代替エネルギー開発および利用普及促進法（2003.1改正施行規則）”で水の流動を利用した施設容量10MW以下の小規模水力発電で定義されている。
出所：エネルギー管理公団（2007a）。

2004年の「新エネルギーおよび再生エネルギー開発利用普及促進法」の制定により，再生可能エネルギーの技術開発および普及に関する支援体系が整備された。

「新・再生エネルギー技術開発および利用普及基本計画」は10年単位で作成されている。第１次基本計画（1997～2006）は，再生可能エネルギーの技術開発中心に作成されたが，第２次「新・再生エネルギー技術開発および利用普及基本計画」（2003～2012）は技術開発に加えて，普及拡大対策も含まれた。また第３次基本計画は2008年中に作成される。第１次基本計画では，2006年まで１次エネルギーの２％を再生可能エネルギーで賄うという目標が設けられており（表６参照），特に11つの技術開発プログラムの中で先進国との技術競争の可能性の大きい太陽熱，太陽光，燃料電池，石炭ガス化複合発電（IGCC：Intergrated Gasification Combined Cycle）の４つを重点部門として選んでいる。そして第２次基本計画は，2011年までに総１次エネルギーの５％を再生可能エネルギーで賄うという目標の下で（表７参照），モデル普及および一般普及補助事業，太陽光住宅10万戸普及事業，国民賃貸住宅太陽光普及，地方普及事業および融資支援事業などを進めている[(5)]。

第２次基本計画では，電力生産のうち，新・再生エネルギー発電量が占める割合の目標もOECD見通し値などを勘案して，2012年まで7.0％に設定している（表８参照）。風力，太陽光，小規模水力など再生エネルギーは持続的に普及拡大を図る一方で，燃料電池，IGCCなどの新エネルギーも導入を進める計画である。特

(5)　これらの政策について詳しくは，エネルギー管理公団（2007C）を参照。

表６　第１次基本計画による新・再生エネルギー技術開発および普及目標

区分	第１段階	第２段階	第３段階	第４段階
計画期間	1988～1991	1992～1996	1997～2001	2002～2006
開発目標	研究基盤構築	実用化基盤構築	重点技術開発	技術の商用化
普及目標	実証実験	需要創出	市場形成と管理	普及拡大政策
１次エネルギー中新・再生エネルギーの割合（%）	0.5	0.6	1.3	2.0

出所：産業資源部（1997）。

表７　第２次基本計画による新・再生エネルギー供給目標

（単位：千toe）

年	2003年		2011年	
分野	供給量	割合（%）	供給量	割合（%）
太陽熱	41.4	0.93	318.1	2.39
バイオ	197.0	4.43	1,050.0	7.87
廃棄物	3,080.0	69.20	7,540.0	56.54
太陽光	2.7	0.06	341.2	2.56
風力	13.1	0.296	1,311.4	9.83
小水力	50.0	1.12	446.0	3.34
燃料電池	-	-	147.1	1.10
地熱	0.8	0.02	160.8	1.21
海洋	-	-	431.5	3.24
水素	-	-	1.3	0.01
石炭利用	-	-	374.6	2.81
水力	1,066	23.95	1,213	9.10
合計	4,451	100	13,335	100
１次エネルギー消費量	215,825		269,323	
１次エネルギー消費の中新・再生エネルギー割合（%）	2.06		5.0	

注：2003年以後には新・再生エネルギーに大規模水力発電を含む。
出所：産業資源部（2003）。

に水素・燃料電池，風力，太陽光など３大分野を戦略的に集中支援し，2012 年までに燃料電池と太陽光部門では世界３位の水準まで引き上げることを目標としている。またこれらの分野の輸出戦略産業化を推進し，現在先進国に比べて 50 ～ 70％の技術水準を 2012 年までに 70 ～ 90％まで引き上げる計画である。

表８　第２次基本計画による総電力供給に占める新・再生エネルギー供給割合

（単位：GWh）

年	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
太陽光	8.3	15.5	39.1	87.6	158.2	261.6	409.9	767.0	1,365.0	1,793.0
風力	52.6	153.3	273.8	503.7	919.8	1,445.4	2,606.1	3,525.9	5,245.7	6,639.1
小水力	202.2	223.9	247.6	444.6	681.2	917.7	1,193.6	1,469.5	1,785.9	2,139.7
IGCC					79.2	79.2	79.2	2,138.4	4,365.0	6,336.0
LFG	616.3	1,232.6	1,848.8	2,465.1	3,081.4	3,383.7	3,697.7	4,000.0	4,313.9	4,616.3
燃料電池		0.8	0.6	4.6	12.6	42.2	175.4	894.3	1,710.9	2,621.7
海洋				3.0	3.0	573.0	573.0	843.0	1,726.0	1,726.0
合計	879.4	1,626.1	2,409.9	3,508.6	4,935.4	6,702.8	8,734.9	13,638.0	20,503.0	25,871.0
総電力消費量	288,594	299,981	311,051	321,179	330,452	339,452	347,673	355,321	362,924	369,973
総電力消費量の割合（%）	0.3	0.5	0.8	1.1	1.5	2.0	2.5	3.9	5.6	7.0

出所：産業資源部（2003）。

４．再生可能エネルギー支援政策の根拠と政策効果比較

4-1．再生可能エネルギー支援政策の根拠

再生可能エネルギーは，多くの場合，化石エネルギーや原子力など既存の主力エネルギーより生産コストが不利であるため，市場競争に晒されると淘汰される可能性が高い。韓国の場合も太陽光発電の設置単価は有煙炭（褐炭や瀝青炭）など火力発電の８～９倍，風力は約４倍の水準となっており，発電単価面でも再生可能エネルギーの市場競争は厳しい状況にある（表９，表10参照）。

したがって多くの国では再生可能エネルギーの保護育成のために多様な政策支援プログラム（補助金政策）が進められてきた。以下では再生可能エネルギーの保護育成の根拠について考察してみる。再生可能エネルギーは，既存の化石エネルギーなどに比べてエネルギー消費の持続可能性と，環境負荷が軽減できるという正の外部効果があるといえる。言い換えれば，既存エネルギーは負の外部効果があるために負の補助金すなわち税の賦課が必要だが，経済的，政治的理由で税の賦課が難しいならば再生可能エネルギーに対する補助政策が正当化されうる。

実際，化石エネルギー利用に伴う社会的費用は，スモッグ，SPM（浮遊粒子状物質）等による健康被害，SO_x や NO_x などによる酸性雨被害，CO_2 による気候変動のほかにも自然破壊など広範囲にわたる。これらの費用は，現在の社会的制度の下で行われている規制的手法では10～25%程度しか制御されることができないという指摘がある[(6)]。また大島（2006）によれば，再生可能エネルギーは私的費用側面で見た場合，既存エネルギーに比べて高価であるため過小にしか導入されない。しかし，社会的費用側面で見た場合，既存エネルギーは各種の補助金が投入されているのに加え環境汚染という外部費用が発生するので高価である。したがって政府は政策介入を行い[(7)]，社会的に適切な状態（すなわち再生可能エネルギーの普及拡大）にすることが望ましいという。また，欧州委員会

(6)　たとえば，Doublas et al.（1998）などを参照。

表９　発電源別設備の設置単価比較

（単位：万ウォン/kW）

石炭	LNG	太陽光	風力	地熱	太陽熱
118.3	58.0	9,300	4,770	1,010	1,040

注１：太陽光は固定式，地熱は開放型，太陽熱は単一真空管型設備の設置単価である。
　２：2008年６月末の為替レートで，１ウォンは約0.1円である。
出所：産業資源部（2007）内部資料。

表10　発電源別発電単価比較

（単位：ウォン/kWh）

原子力	石炭（国内炭）	石油	LNG	太陽光	風力
3.08	22.9（60.5）	117.0	91.0	500～900	100～130

注：太陽光発電の場合，設備容量，モジュール効率，日射量などにより単価の変動が大きい。
出所：エネルギー管理公団新・再生エネルギーセンター（2008）内部資料。

（1998）など多くの研究からも，電力生産における外部費用の発生は，再生可能エネルギーより化石エネルギーや原子力エネルギーの方が数倍，場合によっては数十倍大きいことが示されている（表 11 参照）。

再生可能エネルギー開発普及のための支援政策は，まず再生可能エネルギーの設備投資に対する政策金融や投資税額控除，そして再生可能エネルギーを購入する消費者に税額控除や補助金の提供など，補助制度があげられる。これらの制度は，多くの国で新規有望産業の保護育成側面から一般的に導入されている。そしてGreen Pricing（日本のグリーン電力証書制度）は，環境意識の高い消費者が一般電力より価格の高いグリーン電力（すなわち再生可能エネルギーを利用した電力）を自発的に選択して購入できるように誘導する制度である。再生可能エネルギー源から発電されたグリーン電力を購入する消費者が増えるほど再生可能電力量も増える効果がある。

一方，市場機能を積極的に活用する政策としては，一般発電事業者[8] に再生可能エネルギーを利用した電力（以下，再生可能電力と称する。）の利用義務量を遵守させるクォーター制度と，一定の価格で再生エネルギー電力の購入を義務化する固定価格買取制度があげられる[9]。この２つの制度は，近年，発電を通じた再生可能エネルギーの開発普及を促進する代表的な制度として認識されている。次節では，この２つの制度の政策効果について詳しく考察する。

(7)　大島（2006）は，再生可能エネルギーの普及拡大のための政策を「支援政策」と呼んでおり，既存の環境政策が bad を減少させることを目的としていることに対し，支援政策は good を増大させることに目的があるという。

(8)　ここで，一般発電事業者とは一般（不特定多数）の需要に応じて電気を供給する事業者をいう。

(9)　以下，クォーター制度を RPS（RPS：Renewable Protpolio Standard）制度そして固定価格買取制度を FIT 制度と称する。

表11　電力生産の外部費用に関する研究レビュー

（単位：米セント/kWh）

	Hohmeyer (1988)	Friedrich and Voss (1993)	Ottinger et al. (1990)	RCG/ Tellus (1995)	Masuhr and Ott (1994)	ORNL/ RFF (1994)	Pearce (1995)	欧州委員会 (1998)
石炭	4.1- 9.3	0.4-2.0	2.9-6.7 (1.7)	0.3	-	0.06-0.13	1.5-8.1 (0.7-0.8)	0.8-31.4 (0.5-18.0)
石油	-	-	2.9-6.8 (1.2)	0.2	6.0-88.0 (3.1-85.4)	0.018-0.024	5.7-9.1 (0.7)	2.0-24.8 (0.4-15.8)
ガス	-	-	0.8-1.2 (0.79)	0.02	3.3-61.0 (2.2-59.8)	0.0013-0.024	0.6-0.7 (0.3)	0.3-10.5 (0.2-9.8)
原子力	10.2-21.9	0.03-0.6	3.4	0.01	0.3-3.0 (0.1-2.8)	0.022-0.034	0.07-0.5 (0.02)	0.3-1.0 (0.01-0.04)
バイオマス	-	-	0-0.8	0.3	-	0.19	0.4 (0.04)	0.1-4.2 (0.08-0.3)
水力	-	-	-	-	0.2-1.2	0-0.017	0.006 (0.008)	[1.0]-0.9
太陽	[7.2-18.0]	0.05-1.2	0-0.5	-	-	-	0.1 (0.005)	0.08-1.1 (0.03-1.0)
風力	[5.9-13.0]	0.02-0.4	0-0.1	0.001	-	-	0.02-0.07 (0.005)	0.05-0.5
注釈	トップダウン評価	トップダウン評価	環境損害評価研究の文献による	ボトムアップ評価	トップダウン評価	EC/米国ExternE プロジェクト第一段階。ボトムアップ	汚染物質に関する文献研究による	ExternEプロジェクト第三段階。ボトムアップ

注意：(　) 内は地球温暖化の外部費用，[　]内は外部便益を示す。
出典：Fouquet et al.（2001）（朴勝俊（2005）から転載）。

4-2. FIT 制度と RPS 制度の政策効果比較

FIT 制度と RPS 制度が，再生可能エネルギー発電量に及ぼす影響をグラフにより分析すれば次のようである。図 1 で，MC_A は廃棄物やバイオマスなどを発電燃料として活用する燃料型再生可能エネルギー技術による電力の限界費用曲線である。燃料型再生可能エネルギー発電は，既存の設備を活用して，発電が可能であるために可変費用だけを考慮した供給曲線（＝短期限界費用曲線）を想定することができる。$S^{NR} = MC$ は，リスクがゼロの場合太陽光などのような設備型再生可能エネルギー発電の限界費用を現しており，与えられた設備耐用年数期間中に一定価格で確実に電力が販売されることを想定した曲線である。また MC_B，MC_C は，新たに設置される設備型再生可能エネルギーの供給曲線（＝長期限界費用曲線）であり，これは耐用年数を通じた発電単価を表している。

ところで，設備型再生可能エネルギーは不確実性（図 1 で ρ で表示）が高まれば，設置者は価格変動リスクを折り込んだ十分な収入単価を求めるので，供給曲線が図 1 で見るように，MC_B は $R(\rho)MC_B$ へ，MC_C は $R(\rho)MC_C$ へシフトすることになる。したがって基準価格（固定価格）や証書価格の変動など市場での不確実性が高まれば再生可能エネルギーの供給量は減少する[10]。このことは，年々の証書価格の変動が避けられない RPS 制度では，新規設備の普

(10)　これについての数値例は，付録を参照。

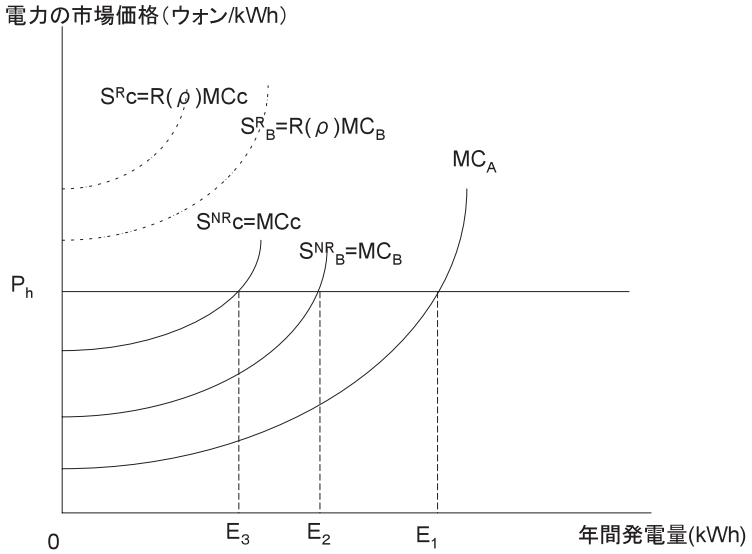

図１　再生可能エネルギー発電の限界費用曲線

及が進みにくいことを意味する。また，固定価格制をとった場合でも，すでに設備を設置した後に，その設備に対する固定価格が切り下げられる恐れがある場合には普及が妨げられることになる[11]。

FIT 制度のもとでは，一般発電事業者は再生可能エネルギー発電事業者の生産電力（図１で E_2 と E_3）を義務購入価格で全部または一定量を購入しなければならない。したがってこの制度は，再生可能エネルギー発電設備設置者の市場参加リスクを減らし，再生可能エネルギー関連新規投資誘引効果が働く。しかし政策当局が再生可能発電設備や再生可能電力の供給曲線を把握することが難しいという問題から適正な基準価格（以下，基準価格という用語は固定価格買取制度で適用される固定価格と同一の意味として使用する）の設定が難しい，という問題点があるとされる。また，固定価格での電力買い取りに必要な財源を，どのような方法で，誰の負担によって調達するかを考えなければならない。また，この制度に批判的な立場からは，再生可能電力市場で競争が働かず，技術開発が進まないとの意見がある。

これに比べ RPS 制度は，再生可能エネルギー電力の導入義務量を設定することによって政策目標達成が容易であり，一般発電事業者などが市場で自由に再生可能エネルギー発電事業者を選択することができるので，市場競争を促し費用最小化が図られる長所がある，とされる。また政策当局としては FIT 制度のように制度施行のための財源確保の必要性があまりないという利点がある。

しかし RPS 制度は，多種多様な再生可能電力が一つの市場で取引される制度が典型的であるが，その場合には，義務を負う一般発電事業者に対して，廃棄物燃料やバイオマスなど低費用の再生可能エネルギー源を，既存の火力発電所で混焼するなどの容易な方法で義務量を満た

⑾　ただし，例えばドイツが行っている年々の固定価格の引き下げは，設置された設備に対しては同じ価格を 20 年間維持することが約束されているため，普及を妨げるより，むしろより早期の導入を後押しする要因になっている。

そうする誘引を提供することになる。したがって太陽光や風力など設備型再生可能エネルギー設置者の事業リスクが高くなり，費用構造が不利なこれらの設備型発電関連業者が排除される可能性が高いという問題点がある。それに対し，FIT 制度では，設備の種類だけでなく，規模別にもきめ細やかに固定価格が定められており，現時点で価格競争力の弱い太陽光発電のような技術も効果的に普及が進められ，コストダウンがはかられている。

この２つの制度は，前述したようにヨーロッパで導入が最も進んでおり，その中で FIT 制度の場合 1991 年にドイツで導入されて以来，EU27 カ国のなかですでに 18 カ国で導入されているなど最も普及されている制度である（図２）。一方で RPS 制度はイギリス，イタリア，ポーランドなど７カ国導入されている。RPS 制度は，EU 委員会が 1998 年に会員国に FIT 制度より市場機能を一層活用する RPS 制度の導入を勧告したことを契機に普及が増えているという[12]。そしてブルガリア，ポーランド，イタリア，そしてデンマークなどの国は，既存の FIT 制度をあきらめ，RPS 制度にすでに転換もしくは転換を予定している。しかし同報告書によればドイツなど FIT 制度を採用している国が，RPS 制度の導入国より再生可能エネルギー発電の普及成果が著しいという。

日本の場合，2003 年４月に再生可能エネル

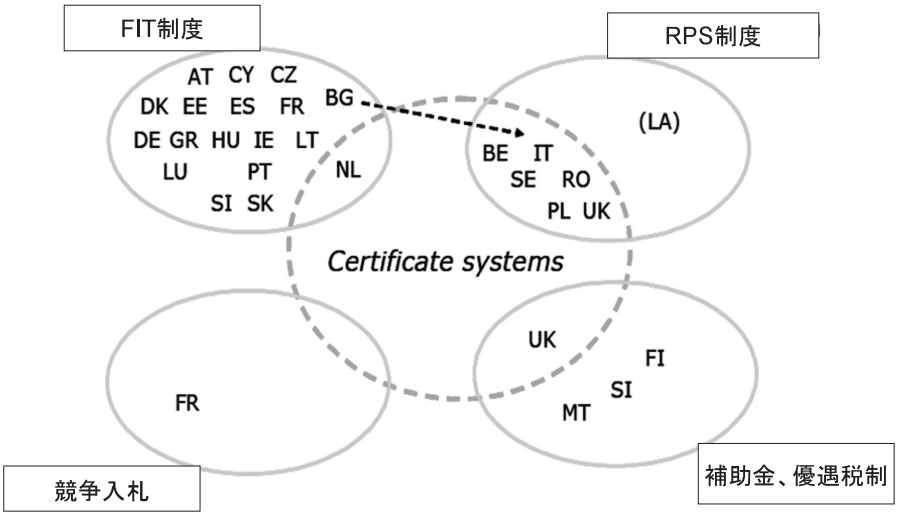

図２　EU27 カ国における再生可能エネルギー支援政策類型別導入状況

注１：AT：オーストリア，BE：ベルギー，BG：ブルガリア，CY：キプロス，CZ：チェコ，DE：ドイツ，DK：デンマーク，EE：エストニア，EL：ギリシャ，ES：スペイン，FI：フィンランド，FR：フランス，HU：ハンガリー，IE：アイルランド，IT：イタリア，LT：リトアニア，LU：ルクセンブルグ，LV：ラトビア，MT：マルタ，NL：オランダ，PL：ポーランド，PT：ポルトガル，RO：ルーマニア，SE：スウェーデン，SI：スロヴェニア，SK：スロヴァキア，UK：英国

２：BG（ベルギー）は FIT 制度から RPS 制度への移行を計画している。

出所：OPTRES（2007）。

⑿　しかし EU 委員会のこのような勧告に，再生可能発電事業者らの反発があったという。これに対し詳しくは Per-olof Busch, Helge Jorgens（2005a）および同（2005b）を参照。

ギーの普及活性化を目的に一般電気事業者に新エネルギーなどから発電する電気を一定割合以上に利用することを義務化するRPS法（電気事業者による新エネルギーなどの利用に関する特別措置法）が施行された[13]。同制度が制度化される前までには，経済産業省の設備補助金とのポリシーミックスの形で再生可能発電事業者と電力会社の自発的FIT制度が行われていた。これが，太陽光発電の導入量を世界一までに増やしたことに大きく貢献した経緯がある。

しかし同法が施行されてから再生可能エネルギー電力の価格決定が一般電気事業者主導へ移ることになり，また一般電気事業者が再生可能エネルギー電気を市場で購入するよりは自ら価格が安い廃木材などバイオマス燃料を発電に利用することで，太陽光発電を中心でした再生可能エネルギー発電が大きく萎縮する結果となっている。

表12で見るように，太陽光発電の国内導入量は，2004年までにはドイツと米国の倍水準となったが，2005年にはドイツに逆転されている[14]。韓国では2002年にFIT制度にあたる発電差額支援制度が導入されて以来，太陽光発電の導入量は高い伸び率を見せていた。しかし，2007年基準ではまだドイツの約２％，日本の約４％に過ぎない低い水準である。

一方，太陽電池世界市場シェアの場合，日本は1990年代から世界トップの位置を維持しているが，2003年の48.9％を頂点に2005年の47.3％，そして2006年には36.8％に急激に落ちている[15]。韓国の太陽光電池生産量は，知識経済部（2008）によれば2007年に44MWとなり，2008年には100MWに増える予想となっている。また2007年12月末時点で，建設許可されたものを含めれば438MWに達しているが，世界水準に比べれば依然とかなり低い。

５．発電差額支援制度の成果と課題

5-1．発電差額支援制度の概要と成果

韓国では2000年の「電気事業法」と2002年の「新エネルギーおよび再生エネルギー開発利

表12　太陽光発電の国内導入量（累積基準）の韓・日・独・米比較

（単位：MW）

	1996	1998	2000	2002	2004	2005	2006	2007
韓国	2	3	4	5	8	14	36	90
日本	77	133	330	637	1132	1422	1709	1900
独逸	28	54	114	277	794	1429	2863	4000
米国	60	100	139	212	365	479	624	900

注：2007年は推定値である。
出所：IEA（2007）など。

⒀　日本のRPS制度実態について詳しくは付録２を参照。

⒁　そのほか，1994年から実施されてきた住宅用太陽光発電設備設置に対する国家補助金（設備導入費用の1/2以内）が2005年に終了するなど関連補助金の縮小傾向にも要因があったといえる。ただし経済産業省によれば2009年度からは中止された補助金制度を再開する計画であるという。

⒂　筆者のヒアリング調査（2008年６月20日シャープ株式会社広報部）によれば，日本の太陽電池生産量の世界市場シェア縮小は，日本の太陽光電池メーカの太陽電池の主原料であるシリコンの確保困難にも大きな要因があったという。

用普及促進法」の改正により，新再生エネルギー発電差額支援制度の導入のための法的根拠が備えられた。

「新エネルギーおよび再生エネルギー開発利用普及促進法」の第 17 条には“新再生エネルギーにより供給された電力の取引価格が，知識経済部長官が告示した基準価格より低い場合には，その電気を供給した発電事業者に基準価格と電力取引価格の差額を電力産業基盤基金から優先支援する”と規定されている。また「電気事業法」第 49 条では「新エネルギーおよび再生エネルギー開発利用普及促進法」第２条１項に規定された新再生エネルギーを利用した電気を生産する事業者に対する支援事業が含まれている。

発電差額支援は，新再生エネルギー供給価格（生産費用）と電力市場で取り引きされる既存電力の発電価格の差を公共部門が支援する補助金の性格を持っている。基準価格が適用される新再生エネルギー電力は，所定の設備容量基準および技術基準を満たした太陽光，風力，バイオエネルギー（LFG，バイオガスなど），水力，海洋エネルギー（潮力），廃棄物焼却（RDF など），燃料電池による電力となり，基準価格と発電差額を保障する期間は発電源によって多様である（表 13 参照）[16]。

基準価格は，当初固定価格で設定されたが，2006 年の関連法改正の際に技術集約型電源（太陽光，風力，燃料電池）は一定の猶予期間（太陽光と風力は３年，燃料電池は２年）後，太陽光が毎年４％，風力が毎年２％，燃料電池が毎年３％の基準価格減少率が適用されるようになった。基準価格少率は，商業運転開始時点により適用されるものであり，稼働中の設備には適用されない。減少率の適用時点は，毎年 10 月 11 日となる。また発電差額支援の持続的な増加による財政負担を緩和するために，基準価格の適用を太陽光は 100MW（事業者当たり 3MW 以下），風力は 250MW までに限定していた。

また発電差額支援期間は，韓国の場合発電エネルギー源の経済性などを考慮して，当初太陽光と風力はおおむね 15 年，その他発電は５年に設定していたが，2006 年の改正ですべて 15 年に統一された。ほかの国でも大低 10 ～ 20 年の支援期間を設定している。このような支援期間の設定は，必ず該当設備の経済性や寿命を考慮したというよりは，各国の政策方針や制度施行上の条件などを考慮して行政の裁量により設定されている。

以上のような発電差額支援制度の補助を受けた再生可能エネルギー発電量は，表 14 でみるように 2003 年に 269,458MWh から 2007 年に 854,998MWh まで大きく増加し，累計発電容量も 371MW（2008 年３月末）まで成長した。

ところで知識経済部（2008）によれば，太陽光発電の基準価格適用容量を既存の 100MW から 500MW まで拡大した。また基準価格は，これまでの価格（677.83 ～ 711.25 ウォン /kWh）より 8.4%（30kW 以下の小容量の場合）～ 30.2%（3MW 超過の大容量の場合）まで引き下げることになる。また，これまでの発電差額支援制度から 2012 年からは RPS 制度へ移行する方針を打ち出している。これに伴い RPS 適用対象，義務割当比率，不履行時課徴金賦課など制度施行方案を 2008 年の中に確定し，新再生エネルギー開発普及促進法を 2009 年上半期まで改正する計画である。

---

⑯　ただし，太陽光の場合，2008 年９月から，事業者が 15 年もしくは 20 年いずれかを自ら選択することができるようになっている。

表13　再生可能電力の基準価格指針の変化推移

	2002年５月	2004年10月	2006年８月	2008年９月
設備容量基準	太陽光；3kW以上 風力；10kW以上 小水力；3MW以下 LFG；50MW以下 廃棄物；20MW以下	同左，ただし水力5MWに変更，潮力50MW以上追加	同左，ただしバイオエネルギーにバイオガスとバイオマス（従来はLFGのみ），燃料電池を追加 バイオガス；50MW以下 バイオマス；50MW以下 燃料電池；200kW以下	同左
基準価格	太陽光； 716.4ウォン/kWh 風力； 107.66ウォン/kWh 小水力； 73.69ウォン/kWh LFG； －20MW以下； 65.20ウォン/kWh －20-50MW以下； 61.80ウォン/kWh 廃棄物；SMP＋CP[1]	同左，ただし潮力62.81ウォン/kWh追加	同左，ただし バイオガス； 72.73-85.71ウォン/kWh バイオマス； 68.99ウォン/kWh 燃料電池； 234.53-282.54ウォン/kWh （バイオエネルギーは化石燃料投入比率30％以下のみ）	同左 ただし太陽光については30kw未満から3MW超過まで646.96～472.70ウォン/kWhの５段階区分適用（15年固定価格）
適用期間	全対象電源；５年	太陽光；15年 風力；15年 小水力；５年 LFG；５年 廃棄物；５年 潮力；５年	基準各適用期間を電源区別なくすべて15年間とする	同左 ただし太陽光については，15年または20年を事業者が選択
基準価格調整	調整された基準価格が告示される以前に商業運転開始した事業所は調整前の基準価格および期間を適用	１．同左 ２．2006.10以前に商業運転開始した太陽光，風力発電に対しては適正利潤を保障する範囲内で１回に限って基準価格の調整が可能 ３．石油価格変動，技術水準の発電，商用化水準，電力取引実績などを検討して基準価格と適用期間を調整可能	下記の電源は一定の猶予期間（太陽光と風力は３年，燃料電池は２年）後，基準価格減少率を適用 ―太陽光毎年４％ ―風力毎年２％ ―燃料電池毎年３％ ただし，設備容量20％までの増設については当初の基準価格を適用	同左
基準価格適用制限	なし	太陽光；20MWまで 風力；250MWまで	太陽光；100MWまで 風力；1,000MWまで 燃料電池；50MWまで	同左，ただし太陽光は500MWまで

注：SMP（System Marginal Price）は系統限界価格，CP（Capacity Payment）は一般発電機容量精算金である。
出所；産業資源部（2004），知識経済部（2008）などによる。

表14　発電差額支援制度による支援額および発電量推移

（単位：百万ウォン，MWh，MW）

区分		2003	2004	2005	2006	2007	累計容量
太陽光	支援額	—	8	340	3,481	14,772	62MW (253)
	発電量	—	13	522	5,467	24,036	
	発電容量		0.2	1	9	29	
風力	支援額	300	738	3,858	5,483	7,826	162MW (5)
	発電量	18,561	29,275	103,281	207,660	333,574	
	発電容量	—	46	98	3	15	
小水力	支援額	3,688	2,859	2,392	661	2,076	65MW (11)
	発電量	158,851	142,101	157,622	157,285	220,069	
	発電容量	10	0.3	6	8	6	
LFG	支援額	1,592	1,477	957	292	1,733	80MW (11)
	発電量	92,046	138,467	128,746	119,236	273,808	
	発電容量	8	1	3	0	50	
燃料電池	支援額	—	—		48	393	0.6MW (2)
	発電量				243	1,960	
	発電容量				0.3	0	
バイオマス	支援額	—	—	—	—	16	2MW (1)
	発電量					1,551	
	発電容量					2	
合計	支援額	5,580	5,082	7,547	9,956	26,815	371MW (318)
	発電量	269,458	309,856	390,171	489,891	854,998	
	発電容量	18	47	108	20	102	

注：累計（発電）容量は，2008年３月末基準であり，（　　）中はその時点で発電差額支援を受けている発電所数である。

出所；エネルギー管理公団・新再生エネルギーセンター（2007a）。

5-2. 発電差額支援制度の課題

(1)　容量制限と基準価格設定問題

以下，韓国における再生可能エネルギーの普及拡大における中心的な役割を行っている発電差額支援制度の現状と課題について具体的に検討する。まず。韓国は発電差額支援対象設備について他の国に比べ容量制限が厳しい。水力の場合，韓国は3MW以下の小水力に限定しているが，ドイツは150MW以下，スペインは50MW以下を支援対象にしており，他の国も概ね10MWまでの設備を対象としている。また，韓国では太陽光は3MW以下，風力は10kW以下設備を対象にしているが，フランスなど一部国家を除いた大部分の国は設備容量制限を設けていない。これに伴い韓国の水力発電の場合，支援対象設備規模の制限により発電事業者が設備を分割する傾向があり，規模の経済を阻害する要因になっている（例えば李昌勲ほか（이창훈외 2005））。再生可能エネルギーの供給量を増やすためには，支援対象設備規模制限を廃止

するか大幅に緩和する措置が望まれる。

また韓国をはじめ多くの国では，再生可能エネルギー関連設備の技術進歩などを考慮して基準価格を調整している[17]。ドイツは，ほかの電源に比べ技術進歩速度の速い太陽光は支援期間中，毎年基準価格減少率を５％で，ある程度技術開発速度が安定化されている風力と水力は各々２％と 1.5％で設定している。スペインは，固定料金と変動料金を発電事業者が選択することができるようになっており，フランスは風力以外については固定基準価格体系を持っている。発電差額支援制度は，適用期間中に同じ基準価格を維持すべきか，それとも減少率を適用すべきか，また減少率を適用する場合どの水準まで適用すべきかは，技術進歩速度とともに再生可能エネルギー発電普及状況と今後の目標などを総合的に考慮して判断する必要がある。

⑵　財源調達と費用負担のルール問題

次は，現在発電差額支援制度の実施における最も主要な制約要因になる財源調達問題について検討する。発電差額を支援するための財源は，電気料金の 3.7％に該当する電気使用者の負担金を財源とする電力産業基盤基金から当てられており，支援金額は大幅な増加傾向にある（表 14 参照）。電源別には，2005 年までには風力と小水力についての支援が多かったが，2007 年には太陽光に対する支援が著しく伸びている。すでに述べたように韓国が 2012 年から既存の発電差額支援制度から全面に RPS 制度への移行を計画していることも，今後発電差額支援のための財源逼迫が予想されていることに一因があるといえる。

李昌勲ほか（이창훈외 2005）は，2011 年まで全体発電量の中で７％を新・再生エネルギーに当てるために，発電差額支援制度運営に必要な財源は１兆 2,512 億ウォンであるという。また，これを電気料金引き上げでまかなう場合，１年間の世帯当り負担額が 14,441 ウォンであることが示された[18]。ただしこのような負担は，FIT 制度を採用している代表的な国であるドイツの家庭負担約 60,000 ウォンに比べれば少ないといえる。いずれこのような発電差額支援に必要な財源の調達は，現行の電力産業基盤基金の運営状況では困難が予想される。

現行制度においては，電力消費者に電力料金の 37/1,000 が賦課されている電力産業基盤基金負担金[19] の引き上げや電力産業基盤基金の用途を新・再生エネルギー普及の活性化により積極的に活用する方法がある。電力事業基盤基金助成センター（2008）によれば，同基金の再生可能エネルギー関連部門への支出は 13.8％であり，発電差額支援への支出は 2.0％に過ぎないので，環境保全とエネルギー消費の持続可能性側面から，今後は再生可能エネルギー部門へより多く当てることが望まれる。そして中長

⒄　韓国の‘代替エネレギー利用発電電力の基準価格指針’第７条では，オイル価格変動，技術進歩，商用化水準，電力取引実績などを勘案して基準価格と適用期間を調整することができる，という規定が設けられている。

⒅　同試算によれば，第２次新・再生エネルギー技術開発および利用普及基本計画（2003-2012）による 2011 年間電力消費予測量は 362,924GWh であり，この中７％である 25,354GWh を新・再生エネルギー源で賄う計画となっている。たとえば，電気料金を一括引き上げにより必要な財源を調達する場合に，平均追加必要財源は総追加財源 / 総発電量であるので１兆 2,512 億ウォン /362,924GWh = 3.45 ウォン /kWh であり，世帯当り負担額は平均追加財源×世帯当り使用量であるので 3.45 ウォン /kWh × 4,189kWh/ 年 = 14,441 ウォン / 年になる。この試算について詳しくは李昌勲ほか（2005）を参照。

⒆　電力産業基盤基金負担金は，2001 年から電力産業の持続的な発電と電力産業基盤強化事業推進に必要な財源確保のために電気事業法第 46 条に基づき電力使用料金に賦課されている。

期的には，結果的にはエネルギー消費を助長し環境汚染とエネルギー枯渇を進めて来た側面のある石油基盤基金そして電力産業基盤基金などエネルギー関連会計や基金財源の一部で構成される再生可能エネルギー促進基金（仮称）を新設し，財源を再生可能エネルギーの開発普及に当てる方法を提案したい[20]。

ただし再生可能エネルギーの普及を政府財源に頼ることは持続可能な方法ではない。再生可能エネルギーが，地球環境保全と新産業創出，そしてエネルギー安全保障（エネルギー消費の持続可能性）と地域雇用促進などに資する意義について議論を重ね，その普及のための財源を誰がどのように負担すべきかについての費用負担ルールに関する国民的合意形成が必要である。

たとえばドイツは，再生可能エネルギー法（EEG）の制定により FIT 制度維持にかかる費用を自動的に電力料金に転嫁するシステムを導入した。表 15 で見るようにドイツの標準家庭の電気料金は 2000 年から 2007 年まで電気料金は約 1.5 倍に上昇した。こうした上昇には，1999 年に導入された電力税（エコ税）と合わせ，通常の発電・送電のための供給費用上昇などさまざまな原因があげられるが，FIT 制度実施による原因は 2007 年において電気料金の 4.9%（月あたり 2.94 ユーロ ≒ 500 円）を占める。しかしながら，再生可能エネルギーをドイツの電力消費の 14.2%（2007 年）にまで高め，ドイツの再生可能エネルギー産業を世界一の座に押し上げるのに寄与したことは示唆に直する。

(3)　RPS 制度への移行問題

韓国の政府の一部（知識経済部）では，すでに述べたように 2012 年には発電差額支援制度を廃止し，RPS 制度へ移行することを計画している。しかし，日本の場合 2003 年 4 月に RPS 制度法が施行されたが，価格競争力がまだ他の再生可能エネルギーより脆弱である太陽光発電の導入が萎縮する結果となった。また

表15　ドイツにおける電気料金の上昇要因

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
再生可能電力シェア	4.8%	5.5%	6.3%	6.7%	7.8%	8.1%	9.5%	10.4%	11.7%	14.2%
標準的電気料金（EU/月）	49.95	48.20	40.66	41.76	46.99	50.14	52.38	54.23	56.63	60.31
再生可能エネルギー法 （電気料金に占める比率）	0.23 0.5%	0.28 0.6%	0.58 1.4%	0.70 1.7%	1.02 2.2%	1.23 2.5%	1.58 3.0%	1.84 3.4%	2.20 3.9%	2.94 4.9%
コジェネレーション支援法	0.00	0.00	0.38	0.58	0.76	0.90	0.85	0.99	0.90	0.85
電力税（エコ税）	0.00	2.25	3.73	4.46	5.22	5.97	5.97	5.97	5.97	5.97
供給権税（Concession charge）	5.22	5.22	5.22	5.22	5.22	5.22	5.22	5.22	5.22	5.22
発電・送電・供給費用	37.60	33.80	25.15	25.05	28.29	29.90	31.52	32.73	34.53	35.70
付加価値税	6.90	6.65	5.60	5.75	6.48	6.92	7.24	7.48	7.81	9.63
電気料金単価［cent/kWh］	17.1	16.5	13.9	14.3	16.1	17.2	18.0	18.6	19.0	21.0
（EUR/月；2000年価格実質）	50.97	48.88	40.66	40.94	45.44	47.98	49.32	50.07	51.44	54.23

注：年間電力消費量3500kWhの家庭を想定。再生可能エネルギー法は，再生可能電力に支払われる固定価格から従来型電源の発電単価を除いたものを，電力消費者が電気料金を通じて負担する仕組みである。

出典：2004年までの値はBMU（2007），2005年以降はBMU（2008a）による。再生可能電力シェアはBMU（2008b）に基づく。

---

(20)　こうした考え方について詳しくは，李（2004）を参照。

OPTRES Final Report（2007）によれば，EU 諸国では総じて FIT 制を採用している国々の方が，RPS 制を採用している国々よりも，特に風力と太陽光の導入実績で優れているという。また，補助単価［ユーロ /MWh］をみても，FIT 制度の国々の方が総じて低価格であるという。これは，設備投資主体にとって，10 年から 20 年の固定価格買取制度のもたらすリスク低減効果が最も大きな要因であろといえる。しかし，単なる FIT か RPS かという二分法だけでなく，政府の将来計画の明確さや制度枠組の長期安定性，行政上の許認可手続の簡便さ，料金水準や義務量水準および制裁金の水準などが，制度の成否を大きく左右することも指摘されている。

韓国の再生エネルギー（電力）生産は発電差額制度の支えられここ数年著しく伸びているが，まだ他の先進国に比べると微々たる水準に過ぎない。このような状況で急な制度変更は再生エネルギー市場の縮小が懸念される。日本や EU の事例を参考にし，発電差額制度の廃止よりは，技術種別によって，RPS と固定価格買取制度を使い分けるか，どうしても RPS への移行が避けられない状況であるならば大幅な導入義務量と日本が最近太陽光発電の RPS 相当量を２倍に増やす方針としたように発電源別別途枠を設定する，という方法が検討課題である。

⑷　再生可能エネルギーの長期導入目標量の設定

技術集約型再生可能エネルギー関連産業が，市場競争力を備えるために 30 年以上などの長期的観点の政策施行が要求されるが，現在韓国の国家エネルギー基本計画期間が 10 年（2003 ～ 2012）となっており，他の先進国にくらべて短い方である[21]。EU はいうまでもなく，米国も 50 年以上の長期ロードマップを樹立して技術開発，市場創出など再生可能エネルギー関連産業基盤の強化と活性化のための政策ビジョンを打ち出している[22]。

表 16 のように日・中・台もそれぞれ，人口や経済規模が大きく異なるので単純な比較はできないが，概ね韓国より高い再生可能エネルギー導入目標を立てている（表 16）[23]。日本の場合は，電源別の目標として，太陽光発電が 4,820MW，風力発電が 3,000MW となっている。また，電源を区別しない RPS 法上の目標は，2010 年には 122 億 kWh（約 1.35%），2014 年には 160 億 kWh（約 1.6%）の発電量目標となっている[24]。日本以外の総発電量比の目標には大型水力が含まれる。日本では，2006 年の総発電電力量の 8.4%が水力発電で供給されており，再生可能電力比率は欧州諸国と比較しても決して低いわけではない。

中国は 2010 年までに 1 次エネルギーの 10%，2020 年には 15%を再生可能エネルギーでまかなうこと，2020 年には太陽光発電を 1,800MW，風力発電を 30,000MW まで拡大さ

⑵1　韓国ではようやく 2008 年 9 月に「国家エネルギー基本計画（2008 ～ 2030 年）」が発表された。同計画によれば，１次エネルギーの中で新再生エネルギーの割合を 2007 年の 2.5%から 2030 年に 11.5%へ拡大させる目標となっている。

⑵2　米国は，エネルギー Vision 21 Tech. Program の中で技術発展にともなう新エネルギーの長期ロードマップを提示している。

⑵3　日本の場合もエネルギー Mix と環境変化要因を勘案したケース別持続可能移動性シナリオ（Sustainable Mobility Scenario）を樹立し，2100 年化石燃料使用量を０%に減らす計画である。

⑵4　日本の再生可能エネルギーの数値からは大型水力が除外されている点に注意する必要がある。

表16　日中韓台の再生可能エネルギー導入目標

	1次エネ比(%)	総発電量比(%)	太陽光設備(MW)	風力設備(MW)	備考[2]
日本[1]	5.8%（2006）	1.35%（2010） 1.6%（2014）	1422（2005） 4820（2010）	1390（2006） 3000（2010）	人口1.27億人 GDP4.35兆ドル 4.35兆$PPP
中国	7.5%（2005） 10%（2010） 15%（2020）		5（2005） 300（2010） 1800（2020） 10000（2030）	2600（2006） 5000（2010） 30000（2020）	人口13.2億人 GDP2.5兆ドル 13.0兆$PPP
韓国	2.06%（2006） 5.0%（2011）	1.0%（2006） 7.0%（2012）	34.7（2006） 1300（2012）	173（2006） 1137（2010） 2250（2012）	人口0.49億人 GDP0.89兆ドル 1.18兆$PPP
台湾	1.4%（2006）	7.3%（2006） 10.3%（2010） 14.9%（2025）	1（2006） 31（2010） 1000（2025）	200（2010） 980（2010） 3000（2025）	人口0.23億人 GDP0.39兆ドル

注1：日本の2005年の1次エネルギー比率5.8%は大型水力も含んだ数字であるが，総発電量比はRPS法の目標であり大型水力を含まない。RPS法による目標は実際には量的目標であり，これを電力需要推定を元に百分率に換算した。
　2：人口は2008年，GDPは2007年，$PPPは購買力平価ドル換算を意味する。
出典：GWEC（2007），Chen（2008），IEA-PVPS（2007）などにより作成。

せることを目標としている。また，2030年の太陽光発電目標は10,000MWである。台湾は2025年までの目標を持ち，2010年には総発電量比の10.3%を再生可能エネルギーでまかない，太陽光発電を31MWに，風力を980MWに増やす計画となっている。また，2025年には再生可能エネルギーの総発電量比の14.9%に，太陽光発電を1,000MW，風力を3,000MWに高める目標である。

OPTRES Final Report（2008）によれば，再生可能エネルギー導入に関する高い目標と実績を持っている国ほど国際競争力のある再生可能エネルギー設備メーカーが育つという。たとえば風力発電設備メーカーとして世界市場シェア上位10位（2007年）のなかで7社が，FIT制度による普及実績の顕著なドイツ，デンマーク，スペインの3国のメーカーである。韓国も国家経済未来産業での成長のため長期国家エネルギー計画を用意して，世界有数の再生可能エネルギーメーカーが育つ環境を整備していく必要がある。

6．むすび

韓国は，2000年代に入って再生可能エネルギーの普及拡大を目的に，発電差額支援制度を中心に新再生エネルギー普及補助事業，太陽光住宅補助事業，新再生エネルギー施設への税制優遇措置など多様な類型の支援政策を導入・実施した。こうした政策は，例えば太陽光では短期間で大きな導入拡大という成果を収めるなど韓国の再生可能エネルギーの普及に寄与したといえるが，今後，再生可能エネルギーのさらなる普及活性化のためには，いくつかの政策課題を抱えている。

本稿では，再生可能エネルギー発電事業者が，安定的に市場参加ができるように再生可能エネルギー普及の中心的な政策といえる発電差額支

援制度の支援期間，支援規模の拡充が必要であることを示した。また発電差額支援制度の強化には，再生可能エネルギー発電事業者をサポートする安定的な財源の調達が欠かせない。その方策として，現在の石油基盤基金そして電力産業基盤基金などエネルギー関連特定財源の一部で構成される再生可能エネルギー促進基金（仮称）の新設を提案した。また再生可能エネルギー支援のための持続可能な財源の確保のために，費用負担ルールルーに関する国民的合意形成が必要であることを提案した。また本稿では，再生可能エネルギー関連産業基盤の強化と活性化のために長期かつ高い再生可能エネルギー導入目標を設定することを提案した。

〈付録１〉

ある太陽光発電設備の投資費用（I）が，300万円であり，発電容量が3kWで年間予想発電量（E）が3,000kWhだと仮定する。そしてこの発電設備の耐用年数（投資回収年数（T））が15年だと仮定する。今年度（T＝0）投資して，来年度（T＝1）以後から稼動し，発電量は毎年度一定であるとする。便宜上，金利は0とし電力価格（P）の変動リスク（不確実性）が，投資者の主観的割引率ρに反映されるとすると，主観的に収支が均衡する電力価格は次の式のように現わすことができる。

$$I = PE/(1+\rho)^1 + PE/(1+\rho)^2 + PE/(1+\rho)^3 + \cdots\cdots + PE/(1+\rho)^T$$

ここで，$\rho = 0$であるなら

$$P = I/TE$$

$\rho > 0$であるなら

$$P = [\{\rho(1+\rho)T\}/\{(1+\rho)T - 1\}]\cdot(I/E)$$

になる。

$$R(\rho) = [\{\rho(1+\rho)T\})/\{(1+\rho)T - 1\}]\cdot T$$

に相当することになる。

したがって導入された設備に対して15年（あるいは20年など）にわたり価格が固定される固定価格買取制度の場合，この太陽光発電事業者は，リスクが最小化されてρは0に近接（R（ρ）は1に近接）するようになり，電力価格66.7円/kWhに採算が取れることになる。ところで不確実性をあらわすパラメタ（主観的割引率）が10%だけ増えるとR（ρ）はほぼ2倍に上昇し，本文の図1で見るように設備型再生可

付録表１　不確実性と電力価格との関係

ρ（%）	P（円/kWh）	R（ρ）（倍）
0	66.7	1
0.1	67.2	1.008
0.5	69.3	1.040
1.0	72.1	1.082
3.0	89.9	1.256
5.0	96.3	1.445
10.0	131.5	1.972
20.0	213.9	3.208
30.0	306.0	4.589
50.0	501.1	7.517

能エネルギー事業者の限界費用は左上方向に移動することになる。この時，投資判断の基準となる電力価格は 131.5 円 /kWh となる。ところで市場利子率(r)を考慮する場合に，R(ρ)はR(ρ＋r)となり投資判断の基準となる電力価格は一層高くなる。

〈付録２〉

日本は 2002 年６月に制定された「電気事業者による新エネルギー利用に関する特別措置法（RPS 法)」に基づいて，一般電力事業者が毎年販売電力量の一定比率を新エネルギーから発電する電気に当てることを義務化した[25]（付録表２参照)。電気事業者は義務履行のために１．一般電力事業者が自ら新エネルギーを利用した発電をしたり，２．外部の発電事業者から購入（他の発電事業者から一般電気と新エネルギー証書（RPS 相当量）をセットで購入）したり，３．外部の発電事業者から“新エネルギー電気相当量（電気と分離して，事業者間に取り引きできる新エネルギー発電相当量)”を購入することができる。

対象となる新エネルギー電力は，風力，太陽光，バイオマス（廃棄物発電の場合バイオマスとして分離される分だけ認定)，水力（水路式で 1,000kW 以下)，地熱の５種類である。経済産業省大臣は，電気事業者が利用しなければならない新エネルギー電気量（利用目標量および利用義務量）を４年ごとに今後８年間分を設定しなければならない。そして利用目標量を考慮して，個別事業者別に履行しなければならない義務量を計算・設定しなければならない。電気事業者が基準利用量（すなわち義務量）を“正当な理由（RPS 法第８条)”により達成できない場合，バンキング（基準利用量の超過達成分を RPS 相当量で次年度に充当）やポローイング（基準利用量の未達成分を来年度から前借り）することができる。発電事業者が正当な理由なしに RPS 利用目標量を達成できなかった場合 100 万円以下の罰金に処される。

ところで日本の RPS 法は，太陽光発電のように当分は発電コストが高くて他の電源に比べて競争力が落ちるが，これから技術革新の余地が多く価格の大幅下落と普及拡大が期待される新エネルギーの成長が阻害されるという問題点がある[26]。日本は 2004 年には世界太陽電池生

付録表２　新エネルギー利用義務量および義務比率（新・旧設定値対比）

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2014
義務量（億kWh）	2003年設定値	32.8	36.0	38.3	41.2	44.2	64.1	88.9	122	－
	2007年設定値	－	－	－	45.5	61.2	75.6	94.6	122	160
義務比率（%）	2003年設定値	0.39	0.43	0.44	0.47	0.50	0.72	0.99	1.35	－
	2007年設定値	－	－	－	0.52	0.69	0.85	1.05	1.35	－

出所：経済産業省・総合資源エネルギー調査会・新エネルギー部会小委員会資料（2006）より。

(25)　ここで電気事業者は,，東京電力など一般電気事業者 10 社，六本木エネルギーサービスなど特定電気事業者６社，ダイヤモンドパワーなど特定規模電気事業者 23 社，そして電気を小売りする電気事業者 39 社（2006 年基準）となっている。ここで一般電気事業者とは，一般（不特定多数）の需要に応じて電気を供給する事業者である。また特定電気事業者とは，限定された区域に対し，自らの発電設備や電線路を用いて，電力供給を行う事業者である。そして事業者特定規模電気事業者とは，契約電力が 500kW 以上の大口需要家に対して，一般電気事業者が有する電線路を通じて電力供給を行う事業者（いわゆる小売自由化部門への新規参入者）である。

産量の半分以上を占めたが，本文で指摘したように2006年にはシェアが36.8%までに落ちている。これに伴い，日本の政府の一部（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RPS法小委員会）では太陽光発電に係わる新エネルギーついては，2011年度から2014年度の間にRPS相当量を他の電源より2倍とする特別措置を検討している。

参考文献

〈韓国語文献〉

김진오（2002）『경쟁적전력시장에있어서의　재생에너지활성화방안연구』에너지경제연구원（金ジノ（2002）『競争的電力市場における再生エネルギー活性化方案研究』エネルギー経済研究院）

대한상공회의소（2004）『주요국의　신재생에너지활성화방안비교　및　시사점』（大韓商工会議所（2004）『主要国の新・再生エネルギー活性化政策比較および示唆』）

부경진（2006）『녹색가격제도의　국내도입방향』에너지경제연구원（ブギョンジン（2006）『緑価格制度の国内導入方向』エネルギー経済研究院）。

산업자원부（1997）『제1차국가에너지기본계획』（1997～2006）（産業資源部（1997）『第一次国家エネルギー基本計画（1997～2006）』）。

산업자원부（2002）『제2차국가에너지기본계획（2002-2011）』（産業資源部（2002）『第2次国家エネルギー基本計画（2002-2011）』）。

산업자원부（2003）『제2차신재생에너지기술개발및이용보급기본계획（2002-2011）』（産業資源部（2003）『第2次新・再生エネルギー技術開発および利用普及基本計画（2002-2011）』）。

산업자원부（2004）『기준가격개정안，산업자원부고시제　2004-104호』（産業資源部（2004）『基準価格改正案，産業資源部告示第2004-104号』）。

산업자원부（2004）『신재생에너지의무비율할당제（RPS制度）도입연구』（産業資源部（2004）『新・再生エネルギー義務比率割当制（RPS制度）導入研究）』）。

산업자원부（2006）『자원에너지주요통계（産業資源部（2006）『資源エネルギー主要統計』）。

산업자원부（2007a）『신재생에너지RD&D전략』（産業資源部（2007a）『新・再生エネルギーRD&D戦略』）。

산업자원부（2007b）『신재생가능에너지예산』（産業資源部（2007b）『新再生可能エネルギー予算』）。

에너지관리공단（각년판a）『에너지소비통계』（エネルギー管理公団（各年版a）『エネルギー消費統計』）。

에너지관리공단（각년판b）『대체에너지보급통계』（エネルギー管理公団（各年版b）『代替エネルギー普及統計』）。

에너지관리공단（2005）『공공의무화제도시행1년결산』（エネルギー管理公団（2005）『公共義務化制度施行1年決算』）。

에너지관리공단・신재생에너지센터（2007a）『2006년신재생에너지통계』（エネルギー管理公団・新・再生エネルギーセンター（2007a）『2006年新・再生エネルギー統計』）。

에너지관리공단（2007b）『에너지절약통계핸드북』（エネルギー管理公団（2007b）『エネルギー節約統計ハンドブック』）。

에너지관리공단（2007c）『2007년도　신재생에너지보급보조사업안내』（エネルギー管理公団（2007c）『2007年度新・再生エネルギー普及補助事業案内』）。

이창훈외（2005）『신재생에너지전력시장활성화방안연구』한국환경정책평가연구원（李昌勲ほか（2005）『新・再生エネルギー電力市場活性化方案研究』韓国環境政策評価研究院）。

지식경제부（2008）『태양광발전차액지원제도개선안』（知識経済部（2008）『太陽光発電差額支援制度改善案』）。

한국전력연구원（2004）『대체에너지발전지원사업』（韓国電力研究院（2004）『代替エネルギー発電支援事業』）。

한국전력연구원（2005）『2005년전력산업기반기금운용계획서』（韓国電力研究院（2005）『2005年電力

(26) たとえば，独立行政法人新エネルギー産業技術総合開発機構の「2030年に向かった太陽光発電ロードマップ検討委員会報告書（2004年6月）」によれば太陽光発電の発電コストは1995年に120円，2000年に58円だったが2005年に46円，2010年に11-14円に下落することと予想している。

産業基盤基金運用計画』)。
환경부 (2004)『수요관리에　기반한　지속가능한　에너지정책　연구』(環境部 (2004)『需要管理に基づいた持続可能なエネルギー政策研究』)。

〈日本語文献〉
朝野賢司 (2005)「再生可能エネルギー政策に関する制度と費用負担の変遷―デンマークの事例から」『環境情報科学．別冊，環境情報科学論文集』N19 pp. 509-514。
李秀澈 (2004)『環境補助金の理論と実際』名古屋大学出版会。
大島堅一 (2006)「新しい環境経済政策手段としての再生可能エネルギー支援策」『立命館國際研究』19-2 pp. 29-49。
経済産業省・総合資源エネルギー調査会・新エネルギー部会小委員会資料 (2006)『「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」の実施状況』。
児山真也・岸本充生 (2001)「日本における自動車交通の外部費用の概算」『運輸政策研究』第４巻第２号，pp. 19-30。
独立行政法人新エネルギー産業技術総合開発機構 (2004)『2030 年に向かった太陽光発電ロードマップ検討委員会報告書』。
中崎尚俊 (2007)「太陽光発電の現状と経済産業省による普及促進対策」『資源環境対策』Vol. 43 No7 pp. 81-88。
永見靖 (2007)「新エネルギーにおける風力発電の役割と今後の動向」『資源環境対策』Vol. 43 No4 pp. 39-45。
朴勝俊 (2005)「第６章　環境問題と経済政策」所収：丸谷ほか『現代経済政策論』中央経済社。

〈英語文献〉
Chen, Joeng-Shein (2008), *Taiwan PV Industry Overview.*
Fouquet et al. (2001), *External Cost and Environmental Policy in the United Kingdom and European Union*, Centre for Energy Policy and Technology, p. 36.
GWEC (2008), *Global Wind 2007 Report*, Global Wind Energy Council.
IEA-PVPS (2007) *Trends in Photovoltaic Applications*, Report IEA-PVPS T1-16.
Hartwick, J. (1978), Substitution among Exhaustible Resources and Intergenerational Equity, *Review of Economic Studies*, 45(2), pp. 347-354.
Hotelling, H. (1931), The Economics of Exhaustible Resources, *The Journal of Political Economy*, 39 (2), pp. 137-175.
IEA (2004) *Renewable Energy ; Market and Policy Trends in IEA Countries*
IEA (2006a) *Energy Balance of OECD Countries* 2004-2005.
IEA (2006b) *Energy Polices of IEA Countries 2005 Review.*
IEA (2007) *Trends in Photovoltaic Applications.*
Miguel Mendonca (2007) *Feed-in Tariffs-Accelerating the Development of Renewable Energy, World Future Council.*
Per-olof Busch, Helge Jorgens (2005a) *The international sources of policy convergence : explaining the spread of environmental policy innovations, Journal of European Policy*, 12 (5), pp. 860-884.
Per-olof Busch, Helge Jorgens (2005b) International Patterns of Environmental Policy Chanage and Convergence, *European Environment 15*, pp. 80-101.
OPTRES Final Report (2007) Mario Magwitz, et. al., *Assessment and Optimisation of Renewable Energy Support Schemes in the European Renewable Market*, Intelligent Energy for Europe.