

# 米国の再生可能エネルギー発電推進策

## ～望ましい経済的インセンティブのあり方とは～

政策調査部 主任研究員 西川 珠子\*

### ▶要旨

1. 再生可能エネルギーによる発電は、総じて発電コストが高いことなどが普及の妨げとなっている。これに対し米国では、①再生可能電力生産税控除（PTC）などの財政支援、②一定以上の再生可能エネルギー利用を義務付ける再生可能ポートフォリオ基準（RPS）、③一定価格での再生可能エネルギーの買い取りを義務付ける固定価格買い取り制度（FIT）、により再生可能エネルギー発電に経済的インセンティブを与えている。
2. こうした政策支援により再生可能エネルギー発電量は風力を中心に拡大しているが、電源構成比は1990年代以降10%前後の横ばい圏内で推移している。この背景として、①発電量あたりの財政支援は他の電源より手厚いが、時限立法で継続性がなく投資のブーム&バスタを招いている、②RPSは過半の州で導入されているが、連邦レベルの統一基準が存在しない、③FITは再生可能エネルギーの発電コストを必ずしも反映しない買い取り価格決定などの制約があり、導入例は一部にとどまる、といった課題が指摘できる。
3. FITは再生可能エネルギー発電の価格を事前に固定し、事業リスクを軽減するのに対し、RPSでは市場機能を通じて事後的に価格が決定されるため事業リスクが相対的に大きく、FITの方が政策の有効性・費用効率が高いとの先行研究も存在する。それでもなお、米国でFITよりRPSが選好されるのは、市場機能を通じた競争・技術革新の促進効果を重視し、できる限り市場機能を阻害しない方法・範囲の経済的インセンティブを選択している結果であると考えられる。歴史的にみても、電力自由化の推進と共に、経済的インセンティブはFITからPTCや、市場機能とより親和性の高いRPSに移行してきた。再生可能エネルギーの電源構成比が大きく高まらないのは、こうした市場機能重視型の経済的インセンティブの帰結とみることもできる。
4. 日本では、2003年にRPSが採用されたが、原子力発電の代替電源として再生可能エネルギーの利用拡大が急務となっていることをうけ、新たにFITを導入し、RPSを廃止することが決定された。今後の運用にあたっては、①再生可能エネルギーの発電技術に応じた制度設計のファインチューニング、②量産効果などによる発電コストの低下を反映した費用効率の向上、③送電網への接続などの非経済的障壁の軽減策との一体的な推進、④長期的なエネルギー戦略の一貫性と説明責任、が求められる。

\*E-Mail : tamako.nishikawa@mizuho-ri.co.jp

《目 次》

<b>1. はじめに</b> .....	<b>71</b>
<b>2. 米国における再生可能エネルギー発電の現状整理</b> .....	<b>71</b>
(1) 電源構成の現状.....	71
(2) 電源構成の長期予測.....	73
(3) 再生可能エネルギー発電の課題と処方箋.....	74
(4) 経済的インセンティブの枠組み.....	78
<b>3. 財政支援の実施状況と課題</b> .....	<b>80</b>
(1) 財政支援の規模と内訳.....	80
(2) 財政支援の継続性の問題.....	81
<b>4. 数量目標（再生可能ポータルフォリオ基準、RPS）の導入状況と課題</b> .....	<b>82</b>
(1) RPS の概要 .....	82
(2) RPS の導入状況 .....	83
(3) 連邦統一基準の不在による弊害.....	86
<b>5. 価格規制（固定価格買い取り制度、FIT）の導入状況と課題</b> .....	<b>87</b>
(1) FIT 制度の概要 .....	87
(2) PURPA による FIT 導入 .....	88
(3) FIT の導入状況 .....	90
(4) FIT よりも RPS が選好される理由 .....	91
<b>6. おわりに～日本版 FIT 導入へのインプリケーション</b> .....	<b>93</b>

## 1. はじめに

東日本大震災後、原子力を中心にエネルギー・ミックス（エネルギー源の組み合わせ）を見直す機運が世界的に広がっている。震災後の日本の政策推進指針では、「革新的エネルギー・環境戦略」の検討を行うことが決定され、中長期的な電力政策を巡る主要な論点として、発電源を再生可能エネルギー<sup>1)</sup>にシフトすることが検討されている。2011年8月26日には、再生可能エネルギー発電の固定価格買い取り制度を導入する特別措置法が成立し、欧米諸外国での再生可能エネルギー発電に対する政策支援の実態にも関心が高まっている。

米国の再生可能エネルギー発電量は、中国に次いで世界第2位（水力を除くと第1位）であるが、電力供給に占める電源構成比は長期的に低下傾向をたどり、2009年時点で11%程度（水力を除くと4%）と原子力の半分程度にとどまっている。1970年代末以降、再生可能エネルギー発電の固定価格買い取り制度や税控除など各種の推進措置が導入され、現在は過半の州で数量目標が導入されているにもかかわらず、電源構成比の大幅な上昇には結びついていない。

本稿では、米国で再生可能エネルギー発電の電源構成比が高まらない背景について、再生可能エネルギー発電に対する経済的インセンティブの実態とその効果を中心に検証する。はじめに、米国における再生可能エネルギー発電の現状と長期予測、電源特性からみた課題と処方箋、現行の経済的インセンティブの枠組みについて概観する（第2節）。次いで、経済的インセンティブの三つの柱となっている①減税等の財政支援（第3節）、②一定量の再生可能エネルギー利用

を義務付ける数量目標である再生可能ポートフォリオ基準（第4節）、③価格規制である固定価格買い取り制度（第5節）について導入状況と課題を検証する。再生可能ポートフォリオ基準と固定価格買い取り制度については、両者の長所・短所と政策の有効性・費用効率の比較を踏まえつつ、米国が固定価格買い取り制度よりも再生可能ポートフォリオ基準を選好する背景を検討する。

最後に、再生可能エネルギー発電の推進政策に求められる基本的な制度設計に照らして、米国の経済的インセンティブを評価し、日本の再生可能エネルギー推進策、特に固定価格買い取り制度の実施に与えるインプリケーションに言及したい（第6節）。

## 2. 米国における再生可能エネルギー発電の現状整理

### (1) 電源構成の現状

米国の発電電力量に占める電源別の構成比の推移を見ると、長期にわたり石炭（火力発電）が最大の電源となっているが、85年に57%のピークを打った後は低下基調にあり2009年には45%と10%ポイント以上低下している。そのシェアを埋める形で台頭しているのが天然ガス（火力発電）であり、同期間に12%から23%まで上昇している。

原子力と再生可能エネルギーの電源構成比は、2009年時点で原子力が20%と、再生可能エネルギー（11%）のほぼ倍の水準にある。長期的に見ると両者の電源構成比は対照的な展開をたどってきた。原子力は、70年代初頭から90年代初頭にかけて20%ポイントシェアを拡大してきたのに対し、再生可能エネルギーは62年の

1) 再生可能エネルギーとは、絶えず補充される自然のプロセス由来のエネルギーであり、太陽光、風力、バイオマス（生物資源）、地熱、水力、海洋資源等から生成されるエネルギーを指す。

20%をピークに10%ポイント近く低下し、両者は80年代以降逆転している（図表1）。

70年代末には電源構成に影響を及ぼす大きな二つの変化があった。第一の変化は、78年の「国家エネルギー法」成立である。同法は、オイルショックによる原油価格高騰に対応すべく、原油輸入依存度を引き下げ、エネルギー効率の向上を進めるもので、その一部として「公益事業規制政策法（Public Utilities Regulatory Policy Act, PURPA）」が制定された。PURPAにより、需要地の近くで発電を行う小規模事業者など分散型電源の育成を通じて発電部門の競争を促す措置として再生可能エネルギー発電の固定価格買い取り制度がスタートした。同じく「国家エネルギー法」の一部である「エネルギー税法」では、再生可能エネルギー発電設備導入に対す

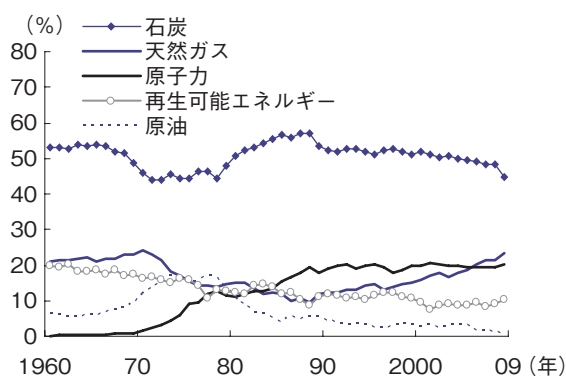
る投資税控除（Investment Tax Credit, ITC）が導入された。第二の変化は、79年のスリーマイル島原子力発電所での炉心溶融事故である。事故後、原発の安全規制が強化され、原発の新規建設は停止した。

これらの変化は、電源構成に占める原子力の低下、再生可能エネルギーの上昇につながりそうに思われるが、現実には原子力は上昇、再生可能エネルギーは低下している。90年代に入ってから、原子力は20%前後でほぼ横ばいとなっている一方、再生可能エネルギーは97年の12.4%をピークに2005年の8.8%まで低下し、その後緩やかに上昇しているものの、依然として97年ピークを下回っている。

再生可能エネルギー発電の内訳をみると、90年時点で8割超を占めていた水力発電のシェアは66%まで低下しており、この低下分のほとんどを奪う形で風力発電のシェアが17%まで上昇している。地熱は4%前後、バイオマスは10%前後と、ここ20年間横ばいで推移している。太陽光・太陽熱については、90年の3.67億キロワット時（kWh）<sup>2)</sup>から2009年の8.08億 kWhまで発電量は2.2倍に拡大しているが、電源構成比は1%未満で目立った上昇を示していない（図表2）。

国際比較の観点から見ると、2009年時点の米国の再生可能エネルギー発電量（4,240億 kWh）は中国に次いで世界第2位（水力を除くと第1位）を誇る。しかし、11%という電源構成比は、発電量上位5カ国（中国、米国、ドイツ、スペイン、インド）の中で最も低く、日本とほぼ同レベルにとどまっている（図表3）。

図表1：発電量に占める各電源の構成比

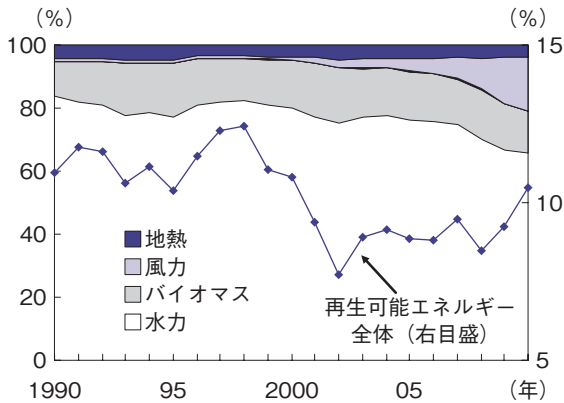


- (注) 1. 総発電量から発電所操業に使用される電力を除いたネットの発電量に対して各電源が占める割合。  
 2. 水力発電を除く再生可能エネルギー発電は、88年までは電力部門のみを対象。89年以降は、独立系発電事業者（IPP）、商工業部門を含む。  
 3. 再生可能エネルギー発電のうち水力発電は、88年までは揚水発電を含む（揚水発電の89年以降のネットの発電量はマイナスのため、88年以前の水力発電量は過小表示されていることになる）。

(資料) Energy Information Administration「Annual Energy Review 2009」

2) キロワット時（kWh）は、瞬時の発電電力量（kW）に発電時間(h)を乗じて算出される発電電力量の総計。1,000kWh=1メガワット時（MWh）。

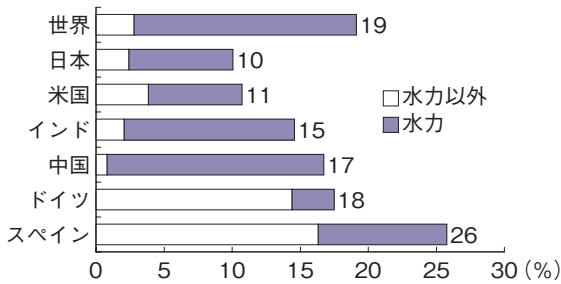
図表2：再生可能エネルギー発電の内訳



(注) 1. 折れ線グラフは再生可能エネルギー発電が発電量全体に占める電源構成比。面グラフは、各電源が再生可能エネルギー発電に占める割合。  
2. 太陽光・太陽熱発電は数値が小さいため、グラフ上はほとんど確認できない。

(資料) Energy Information Administration「Annual Energy Review 2009」

図表3：再生可能エネルギー発電の国際比較



(注) 1. 世界全体は2008年、各国データは2009年。  
2. 総発電量から発電所操業に使用される電力を除いたネットの発電量に対して再生可能エネルギー発電が占める割合。

(資料) Energy Information Administration「International Energy Statistics」

(2) 電源構成の長期予測

米エネルギー省エネルギー情報局 (EIA) の長期予測では、電力需要が2009年の3兆7,450億 kWh から2035年に4兆9,080億 kWh へと31% (年率1%) 拡大し、電源構成は「石炭・原子力から天然ガス・再生可能エネルギーへ」とシフト

する展望が描かれている。特に、再生可能エネルギー発電は、予測期間中に72.4% (年率2.1%) と最大の伸びを示し、電源構成比が3.5ポイント高まる (2009年10.6%→14.0%) 一方、原子力は3.2ポイント低下 (20.1%→16.9%) し、再生可能エネルギーが原子力を逆転するまでには至らないが、両者の差は大幅に縮小 (9.5%→2.9%) する予想となっている (Energy Information Administration (2011)) (図表4)。

再生可能エネルギー発電の内訳をみると、水力以外へのシフトが一段と鮮明になる。2015年までは風力発電の拡大が続き、その後はバイオマスが急拡大し、2035年には両者で再生可能エネルギーの半分近くを占めるに至る。EIA は見通しの根拠として、風力については州政府が実施する「再生可能ポートフォリオ基準 (Renewable Portfolio Standard, RPS)」と連邦政府による税控除、バイオマスについてはRPSと連邦レベルの「再生可能燃料基準 (Renewable Fuel Standard, RFS)」といった政策支援がけん引役を担うとしている (政策支援の詳細については第3節で後述)。一方、太陽光・太陽熱は発電設備の資本コスト低下、地熱は技術革新による既存設備の効率向上や立地制約の緩和により、毎年の伸び率では風力やバイオマスを上回るが、電源構成の変化は小幅にとどまる見込みとなっている。

発電部門別にみると、短期的には発電を主力事業とする電力部門が再生可能エネルギー発電のけん引役を担うが、長期的にはバイオ燃料製油所でのバイオマス発電など商工業施設によるコジェネレーション (熱電併給方式) や、住宅での太陽光発電システムなどの小型発電を含む最終需要部門による発電の寄与が大きくなる姿



図表4：電源構成の長期予測

(単位：%)

	2009	2015	2020	2025	2030	2035	電源構成比 09～35年 変化幅	発電量 09～35年 伸び率	(年率)
石炭	44.5	42.3	42.8	44.2	43.3	42.9	▲1.6	25.2	( 0.9)
原油	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	▲0.1	12.2	( 0.5)
天然ガス	23.4	23.5	22.5	21.4	23.4	24.9	1.5	38.3	( 1.3)
原子力	20.1	19.7	19.7	18.7	17.8	16.9	▲3.2	9.4	( 0.3)
再生可能エネルギー	10.6	13.1	13.7	14.4	14.3	14.0	3.5	72.4	( 2.1)
水力以外	3.7	6.1	6.8	7.8	7.9	7.9	4.3	179.9	( 4.0)
水力	65.1	53.4	50.2	45.9	44.4	43.4	▲21.7	14.8	( 0.5)
風力	16.9	26.0	23.9	22.9	22.6	22.6	5.6	129.8	( 3.3)
バイオマス	13.5	14.5	19.0	23.9	24.3	24.4	10.9	211.5	( 4.5)
木質	9.1	11.3	16.2	21.3	21.8	22.0	12.9	315.7	( 5.6)
廃棄物	4.4	3.1	2.9	2.6	2.5	2.4	▲2.0	▲5.4	(▲0.2)
地熱	3.6	3.5	4.1	4.7	6.0	6.8	3.2	223.7	( 4.6)
太陽光・太陽熱	0.8	2.7	2.9	2.7	2.8	2.9	2.1	548.8	( 7.5)
その他	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	▲0.1	▲11.1	(▲0.3)
総発電量 (億 kWh)	39,810	42,530	44,540	46,820	49,300	51,660		29.8	( 1.0)
電力需要 (億 kWh)	37,450	40,490	42,400	44,510	46,810	49,080		31.1	( 1.0)

(注) 1. 石炭、原油、天然ガス、原子力、再生可能エネルギー、水力以外の数値は、総発電量に占める割合。

2. 再生可能エネルギーの内訳は、再生可能エネルギー発電に占める割合。

(資料) Energy Information Administration「Annual Energy Outlook 2011」

が想定されている。

電力部門の再生可能エネルギー発電量は2009年から2035年にかけて1.5倍に拡大するが、最終需要部門は同4.2倍となり、再生可能エネルギー発電に占める構成比は、9%から21%へ大幅上昇し、分散型電源へのシフトが進展するシナリオが描かれている (図表5)。

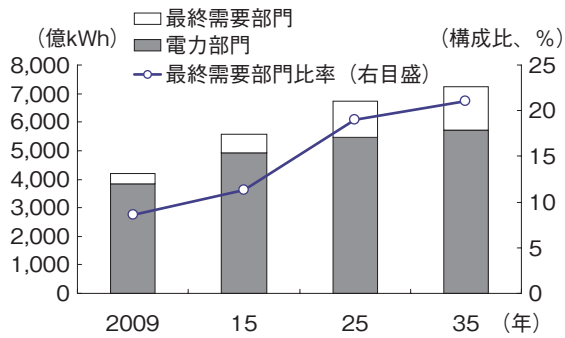
### (3) 再生可能エネルギー発電の課題と処方箋

電源特性の観点から見ると、再生可能エネルギーは、①開発の持続可能性が高く、供給途絶の恐れがない、②温室効果ガスや汚染物質を排

出せず、環境負荷が小さいといったプラスの特性を持つ。その一方で、①燃料費がかからず運転費用は安い、初期投資費用が高い結果、発電コストが総じて高い、②天候や地形などの自然条件による制約が大きいため、発電出力 (発電機が供給できる出力)の安定性が総じて低く、地域的に偏在しているというマイナス面がある。

再生可能エネルギー発電の普及を阻む第一の要因である発電コストについて、電源別にEIAの試算を確認してみよう (Energy Information Administration (2011))。2016年に稼動

図表5：発電部門別の再生可能エネルギー発電予測



- (注) 1. 最終需要部門は、商工業部門の発電・コジェネレーション設備、住宅・商工業部門の自家発電を主目的とする小型発電設備。  
 2. 電力部門は、電力あるいは電力・熱の販売を主力事業とする設備。  
 3. 最終需要部門比率の折れ線グラフは、再生可能エネルギー発電量全体に占める割合。

(資料) Energy Information Administration 「Annual Energy Outlook 2011」

予定の発電所について、運転期間中に必要となる総費用を総発電量で割ることによって得られる均等化発電原価 (levelized cost) は、低い順に、天然ガス、水力、石炭 (従来型)、風力、バイオマス、原子力、クリーンコール (二酸化炭素貯留技術を利用する石炭)、太陽光・太陽熱となっている (図表6)。発電コストの内訳をみると、再生可能エネルギーの中でも電源によってかなり様相は異なっているが、燃料費等の変動費は総じて低い一方で、建設費用・金利負担などの資本コストや固定費が高い傾向がうかがえる。バイオマスについては、資本コストは低いですが、穀物価格の高騰により天然ガス・石炭などの化石燃料並みに変動費が高い構造となっている。また、後述するように発電出力が不安定で立地が需要地から遠いことなどにより、風力、太陽光・太陽熱では送電投資が化石

燃料・原子力を大きく上回り、発電コストを押し上げている。

EIA の発電コストの試算では、温室効果ガス排出による外部費用が考慮されていないため、化石燃料の発電コストは割安に評価されている側面がある。再生可能エネルギーの発電コストは、長期的には量産効果や技術革新により、大幅に低下していくと予想されている<sup>3)</sup>が、それまでの間は「市場価格の序列を補正」(大島(2010)) するための財政支援等の経済的なインセンティブが不可欠となっている。

再生可能エネルギー発電の普及を阻む第二の要因は、自然条件による制約である。再生可能エネルギーの発電出力は発電源によって差があるが、太陽光では日射量、風力では風力・風速によって発電量が変化するため、発電出力が不安定である。このため、夏季最大発電能力に発電時間を乗じた発電量に対する実際の発電量を示す設備利用率は、総じて低い。設備利用率は、前述のEIAによる発電コスト試算の前提条件ともなっているが、9割近い水準が想定されている化石燃料や原子力に比べ、再生可能エネルギーは地熱 (91%) やバイオマス (83%) を除き5割以下と想定されている。低い設備利用率は、運転期間中の総発電量の減少につながるため、発電量あたりの費用であらわされる発電コストの上昇にもつながっている。

また、再生可能エネルギー発電所の立地は、地形や天候など自然条件の制約が大きいいため、地域的な偏在性が強く、需要地である大都市圏の遠隔地になる場合が多い。例えば、風況のよい風力発電の好適地は北米大陸の中央部だが、人口は東西両沿岸地域に集中している。全米50

3) 国際エネルギー機関 (IEA) によれば、経済協力開発機構 (OECD) 加盟国での温室効果ガス排出量取引導入など、世界的に気候変動対策が進むシナリオでは、2010~20年時点で1kWh 当たり30~40セントの太陽光発電のコストは2021~35年にはほぼ半減、風力発電では25%程度低下すると試算している。地熱やバイオマスの低下余地はより小さく、水力は横ばいとされている (International Energy Agency(2010))。

図表6：電源別の発電コスト比較

	設備 利用率	資本 コスト	維持管理費		送電 投資	発電コスト		参考：日本 (円/kWh)	
			固定費	変動費					
			(ドル/1,000kWh)			(円/kWh)			
火力発電（化石燃料）									
天然ガス	従来型コンバインドサイクル	87	17.5	1.9	44.6	1.2	65.1	5.2	6~7(LNG)
	二酸化炭素貯留（CCS）技術利用	87	34.7	3.9	48.6	1.2	88.4	7.1	
石炭	従来型	85	65.5	3.9	24.5	1.2	95.1	7.6	5~7
	二酸化炭素貯留（CCS）技術利用	85	92.9	9.2	33.3	1.2	136.5	10.9	
原子力発電 改良型		90	90.2	11.1	11.7	1.0	114.0	9.1	5~6
再生可能エネルギー発電									
水力		53	78.5	4.0	6.2	1.8	90.5	7.2	8~13(大規模)
									10~36(小規模)
風力		34	83.3	9.5	0.0	3.4	96.1	7.7	11~26
	洋上風力	34	209.7	28.1	0.0	5.9	243.7	19.5	
地熱		91	77.4	11.9	9.5	1.0	99.8	8.0	11~27
バイオマス		83	55.4	13.7	42.3	1.3	112.6	9.0	12~41
太陽光		25	194.9	12.1	0.0	4.0	211.0	16.9	37~46
太陽熱		18	259.4	46.6	0.0	5.8	312.2	25.0	—

- (注) 1. 発電コストは、2016年に稼働予定の発電所を対象とし、運転期間中の総発電量に対する総費用（現在価値、2009年基準）を算出した均等化発電原価（levelized cost）。建設単価、維持管理費（固定費・変動費）、想定設備利用率から決定される。  
 2. 燃料費は維持管理費の変動費に含まれる。  
 3. 数値は全米平均であり、特に風力等の発電コストは立地条件によって大きく変わりうる。  
 4. 1ドル=80円換算。

(資料) Energy Information Administration「Annual Energy Outlook 2011」

国家戦略室エネルギー・環境会議「革新的エネルギー・環境戦略」策定に向けた中間的な整理（案）（資料2-2、平成23年7月29日）

州は何らかの形で再生可能エネルギー発電を行っており、水力、バイオマス、風力は多くの州で利用されているものの、地熱は6州、太陽光・太陽熱は9州でしか利用されておらず、再生可能エネルギー発電の電源構成比は州によって相当幅がある。発電量の分布のばらつきをしめす変動係数（標準偏差／平均値）も、全電源の0.93に対し、再生可能エネルギーは1.71と大きく、特に太陽光・太陽熱は2.25と大きい

(図表7)。

こうした発電出力の不安定さや地域的な偏在性という課題を克服し、再生可能エネルギー発電の普及を後押しするためには、蓄電技術開発、電力系統（発電所から送電線、変電所、配電線を経由して需要家に至るまでのシステム）の制御・管理機能の強化や広域連携強化といった処方箋が必要になる。また、他の電源に優先して再生可能エネルギーを送電網に接続させる優先



図表7：再生可能エネルギー発電の州別利用状況

	水 力		バイオマス		地 熱		
1	Washington	73,932,815	California	73,932,815	California	13,022,836	
2	Oregon	32,717,791	Florida	32,717,791	Nevada	1,616,677	
3	New York	28,317,958	Maine	28,317,958	Utah	279,121	
4	California	27,707,085	Alabama	27,707,085	Hawaii	167,591	
5	Alabama	11,753,493	Georgia	11,753,493	Idaho	107,079	
6	Idaho	9,506,510	Louisiana	9,506,510	Texas	16,360	
7	Tennessee	9,482,290	Virginia	9,482,290			
8	Montana	9,141,899	Michigan	9,141,899			
9	Arizona	6,348,463	Pennsylvania	6,348,463			
10	North Carolina	4,921,505	New York	4,921,505			
	U.S. Total	272,130,941	U.S. Total	54,336,774	U.S. Total	15,209,663	
	利用州数	48	利用州数	48	利用州数	6	
	変動係数	2.18	変動係数	1.21	変動係数	2.04	
	太陽熱・太陽光		風 力		再生可能エネルギー合計		電源構成比
1	California	611,763	Texas	19,350,879	Washington	78,908,802	75.5%
2	Nevada	150,858	Iowa	7,331,391	California	53,168,952	26.0%
3	Colorado	16,530	California	5,764,637	Oregon	36,841,080	65.0%
4	Arizona	13,759	Minnesota	4,956,987	New York	32,657,927	24.5%
5	Florida	10,225	Washington	3,538,936	Texas	22,251,327	5.6%
6	New Jersey	2,438	Oregon	3,372,284	Alabama	15,044,689	10.5%
7	North Carolina	2,322	Colorado	2,942,133	Tennessee	10,430,468	13.1%
8	Massachusetts	67	Illinois	2,761,152	Idaho	10,318,565	78.8%
9	Hawaii	25	North Dakota	2,756,289	Montana	10,053,139	37.6%
10			Kansas	2,385,107	Maine	8,486,637	51.9%
	U.S. Total	807,988	U.S. Total	70,760,934	U.S. Total	413,246,300	10.5%
	利用州数	9	利用州数	35	利用州数	50	全電源
	変動係数	2.25	変動係数	1.74	変動係数	1.71	0.93

(注) 1. 数値は2009年。発電量の単位は1,000kWh。  
 2. 変動係数は、発電量の分布のばらつきの大きさを示す（標準偏差／平均値）。  
 3. 電源構成比は、総発電量から発電所操業に使用される電力を除いたネットの発電量に対して再生可能エネルギー発電が占める割合。

(資料) Energy Information Administration「Renewable Energy Consumption and Electricity Preliminary Statistics 2009」

接続や、再生可能エネルギーによる電力の供給を優先させる優先給電が有効とされる。こうし

た優先規定は、欧州では広く採用されている。しかし、米国では優先接続は行われておらず、

優先給電についても市場入札価格が低い風力発電で事実上の優先給電がみられるものの、原則として市場取引に基づく給電が行われているとされる（資源エネルギー庁（2010））。

以上より、再生可能エネルギー発電の普及のためには、発電コストの高さに対処するための経済的インセンティブ付与と、自然条件の制約による発電出力の不安定さや地域的な偏在性を克服するための蓄電技術や電力システムの強化を一体的に進めていくことが不可欠である。本稿では、特に経済的インセンティブに焦点を絞り、米国の実態と課題を検証していく。

#### (4) 経済的インセンティブの枠組み

米国の再生可能エネルギー発電推進のための経済的インセンティブの枠組みは、①減税その他財政支援、②数量目標、③価格規制、の三つの手法に大別することができる（図表8）。支援対象別という観点から見ると、発電量・利用量拡大に対する支援<A>と、研究開発・設備投資に対する支援<B>とに分かれる。近年は、政策の有効性や費用効率の観点から、再生可能エネルギー発電量・利用量に直接インセンティブを与える支援がより重要性を増す傾向にある。

減税については、再生可能エネルギー発電量に対する税控除である「再生可能電力生産税控除（Renewable Electricity Production Tax Credit、PTC）」<sup>4)</sup>、再生可能エネルギー設備への投資に対する税控除である「事業エネルギー投資税控除（Business Energy Investment

Tax Credit、ITC）」が連邦レベルで実施されている<sup>5)</sup>。さらにその他の財政支援として、連邦政府による発電所建設に対する債務保証、加速償却等が実施されている（減税については第3節で詳述）。

数量目標については、一定量以上の再生可能エネルギー利用を義務付ける「再生可能ポートフォリオ基準（Renewable Portfolio Standard、RPS）」が州レベルで導入されている<sup>6)</sup>。米エネルギー省によれば、2011年8月時点で29州およびワシントンDCがRPS（または再生可能エネルギーに温室効果ガス排出量の少ない他の電源を加えたより広範な基準）を導入しており、8州が法的拘束力のない努力目標を導入している（RPSについては第4節で詳述）。

他の数量目標として、連邦レベルでは、「2007年エネルギー自立・安全保障法」により2022年までに360億ガロンのバイオ燃料供給を目指す「再生可能燃料基準（RFS）」が導入されている。直接的に発電量について目標設定するものではないが、バイオ燃料製造工場でのコジェネレーション拡大を通じたバイオマス発電の増加に寄与している。

価格規制については、電力事業者などに一定価格での再生可能エネルギーの買い取りを義務付ける「固定価格買い取り制度（Feed-in Tariff、FIT）」がある。78年成立の「公益事業規制政策法（PURPA）」により再生可能エネルギー発電等を対象とする固定価格買い取り制度が連邦レベルで導入され、現在は一部の州および地方自治体がFITを採用している（FITについ

4) 法人税非課税の事業者に対しては、PTCを補完する制度として、発電量に応じて奨励金（2.2セント/kWh）を支払うRenewable Energy Production Incentive(REPI)制度が用意されている。  
5) これらの減税は、オバマ政権下で2009年に成立した「米国再生・再投資法（ARRA）」を通じて適格対象や期間が拡充されたほか、PTCの適格対象者は、PTCの代わりにITCか財務省による「再生可能エネルギー助成」のいずれかを選択することが認められた。  
6) RPSは、Renewable Energy Standard(RES)とも称される。再生可能エネルギーの導入量を割り当てる固定枠制（quota system）の一類型。

図表8：再生可能エネルギー推進のための枠組み

区分	概要	実施主体
財政支援 (減税)	○再生可能電力生産税控除 (Renewable Electricity Production Tax Credit, PTC) <A> (注) ・適格対象の再生可能エネルギー源・技術による発電に対する税控除 (太陽光・太陽熱対象外)、 運転開始後10年間 ・運転開始期限：風力2012年末まで、その他2013年末まで ・金額：風力、地熱 (2.2セント /kWh)、埋立地ガス、都市固形廃棄物等 (1.1セント /kWh)	連邦
	○事業エネルギー投資税控除 (Business Energy Investment Tax Credit, ITC) <B> ・適格対象の再生可能エネルギー設備投資に対する税控除 ・運転開始期限：2016年末 ・金額：太陽光・太陽熱、燃料電池、小規模風力は投資額の30%、地熱、マイクロタービン、コジェネレーション (CHP) は同10%	連邦
財政支援 (減税以外)	○債務保証<B> ・発電所建設費の80%を連邦政府が保証 (2005年エネルギー政策法、2009年米国再生・再投資法) 等	連邦
	○加速償却 (Modified Accelerated Cost Recovery System, MACRS) <B> ・5年間の加速償却。初年度100% (2011年末まで)、50% (2012年末まで) の割増制度あり	連邦
	○再生可能エネルギー設備導入に対する助成<B> ・財務省による助成。2009・2010年に運転開始、あるいは2010年末までに建設開始するプロジェクト対象、固定資産の30%を助成。2011年末まで (2009年米国再生・再投資法) ・住居・事業所用の太陽光発電システム購入に対する助成金 (21州で実施)	連邦 州
数量目標	○再生可能ポートフォリオ基準 (Renewable Portfolio Standard, RPS) <A> ・一定量の再生可能エネルギー利用を電力事業者等に義務付け (29州・ワシントン DC で実施)。 一部は再生可能エネルギー・クレジット (Renewable Energy Credit, REC) 併設	州
価格規制	○固定価格買い取り制度 (Feed-in Tariff, FIT) <A> ・長期間・一定価格での再生可能エネルギー発電の買い取りを電力事業者等に義務付け (一部州・地方自治体等で実施)	州
その他	○ネットメタリングプログラム (Net Metering Programs) <A> ・再生可能エネルギー発電を行う需要家に対し、余剰電力供給量と電気使用量を相殺 (43州・ワシントン DC で実施)	州
	○グリーン電力プログラム<A> ・需要家が再生可能エネルギー発電を選択して購入するプログラム (47州で600の電力事業者が提供) ・連邦・州地方政府は需要家として、一定量のグリーン電力購入目標を設定	州

(注) <A>は発電量・利用量拡大に対する支援、<B>は研究開発・設備投資に対する支援。

(資料) 米エネルギー省「Database of State Incentives for Renewables & Efficiency (DSIRE)」

ては第5節で詳述)。

このほか、再生可能エネルギー発電の利用を促すためのプログラムとして、再生可能エネルギー発電設備を所有して自家発電を行う民生部門・小規模商業部門に対し、余剰電力供給分だけ電力使用量を控除する「ネットメタリングプログラム (Net Metering Program)」があり、43州・ワシントン DC (2011年5月時点) で広範

に活用されている。また、需要家が再生可能エネルギーを「指名買い」するグリーン電力プログラムなども運用されている。

以上のように様々な施策が実施されていることで、風力発電を中心に再生可能エネルギー発電は近年拡大しているが、電源構成比は横ばい圏内での推移にとどまっている。この背景として、①発電量あたりの財政支援は他の電源より

手厚いが、時限立法で継続性がなく投資のブーム&バスタを招いている、② RPSは過半の州で導入されているが、連邦レベルの統一基準が存在しない、③ FITは技術別の発電コストを反映しない買い取り価格決定などの制約により、導入例は一部にとどまる、といった課題が指摘できる。

### 3. 財政支援の実施状況と課題

#### (1) 財政支援の規模と内訳

発送配電に対する連邦政府の財政支援について電源別に整理したEnergy Information Administration (2008)によれば、2007年時点で

の政府支出、減税、研究開発、その他支援を通じた政策支援の合計67億ドルのうち、再生可能エネルギー発電向けは約10億ドル(14.9%)となっており、化石燃料(48.1%)、原子力(18.8%)を下回っている<sup>7)</sup>(図表9)。財政支援の内訳では、再生可能エネルギーに対する支援は減税が約7割を占めている。財政支援と発電量の関係を見ると、再生可能エネルギーは1,000kWh当たり2.8ドルと、石炭(0.44ドル/1,000kWh)、天然ガス・石油(0.25ドル/1,000kWh)、原子力(1.59ドル/1,000kWh)を大幅に上回っており、再生可能エネルギーは化石燃料や原子力よりも発電量あたりでは多額の支援が実施されて

図表9：発送配電に対する財政支援と発電量の関係（2007年度）

電 源	政策支援		発電量 (10億 kWh)	発電量あたりの政策支援 (ドル/1,000kWh)
	(100万ドル)	(構成比%)		
石 炭	854	12.7	1,946	0.44
精製炭（合成燃料）	2,156	48.1	72	29.81
天然ガス・石油	227	3.4	919	0.25
原子力	1,267	18.8	794	1.59
再生可能エネルギー	1,008	14.9	360	2.80
地熱	14	0.2	15	0.92
水力	174	2.6	258	0.67
太陽光・太陽熱	14	0.2	1	24.34
風力	724	10.7	31	23.37
バイオマス・バイオ燃料	36	0.5	40	0.89
埋立地ガス	8	0.1	6	1.37
都市固形廃棄物	1	0.0	9	0.13
その他	37	0.5	—	—
送配電線	1,235	18.3	—	—
合 計	6,747	100.0	4,091	1.65

(注) 精練炭（合成燃料）に対する財政支援は、代替燃料生産税控除による減税。

(資料) Energy Information Administration「Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy Market 2007」

7) 2007年度単年では政策にブレがある可能性もあるため、対象範囲は異なるが2002～07年度累計の財政支援を比較したU.S. Government Accountability Office(2007)を確認すると、6年間で296億ドルの支援総額のうち再生可能エネルギー発電向けは総額の14.1%（税制28億ドル、研究開発費14億ドルの合計42億ドル）、化石燃料向け56.6%、原子力向け20.9%となっている。

いる。したがって、再生可能エネルギーに対する財政支援が総額として少ないのは発電量が少ないためであり、化石燃料や原子力に比べて過小であるとは必ずしもいえない。

また、史上最大規模の景気対策である「2009年米国再生・再投資法」により、2009年度以降の財政支援は大幅増額されている。クリーンエネルギー関連支出・減税総額902億ドルのうち、10年間で266億ドルが再生可能エネルギー発電に振り向けられ、単純平均でも単年度26.6億ドルと2007年度（10億ドル）の倍以上に増加している（図表10）。

図表10：「米国再生・再投資法」のクリーンエネルギー関連支出・減税

	支出・減税規模 (億ドル)
エネルギー効率向上	199
再生可能エネルギー発電	266
送電網近代化	105
次世代自動車・燃料技術	61
在来型交通機関改修・高速鉄道新設	181
CO <sub>2</sub> 回収・隔離技術	34
グリーンイノベーション・職業訓練	36
クリーンエネルギー製造設備	16
その他	4
合計	902

- (注) 1. 支出・減税規模は2009～19年度までの総額。  
 2. グリーンイノベーションとは、クリーンエネルギーに関わる科学技術の基礎研究投資。  
 3. クリーンエネルギー製造設備とは、風力タービン、太陽光パネル、電気自動車、電池等の国内生産設備。

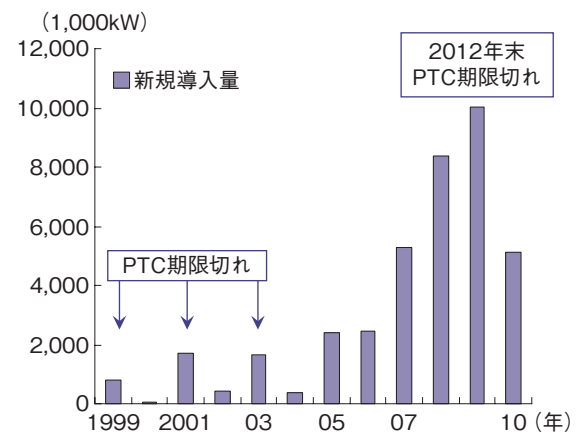
(資料) Council of Economic Advisors 「Supplement to the Third Quarterly Report on the Economic Impact of the American Recovery and Reinvestment Act of 2009」

(2) 財政支援の継続性の問題

再生可能エネルギー発電に対する財政支援の問題点は、金額の多寡よりも、制度の継続性にあると考えられる。

例えば、代表的な減税策である再生可能電力生産税控除（PTC）は、「1992年エネルギー政策法」による導入当初から適格対象となった風力発電の普及に寄与したが、時限措置であり失効と延長を繰り返してきた。99年、2001年、2003年に PTC が期限切れを迎えるたびに、風力発電は駆け込み投資とその反動のブーム&バストを経験している（図表11）。全米風力エネルギー協会（American Wind Energy Association）は、PTC は財政支援として有効だが、石油・天然ガスなどの化石燃料には恒久的な減税措置が用意されているのに比べ、再生可能エネルギーの競争条件は平等でないとし、真の風力電力市場創設のためには長期的・明確・一貫した政策が不可欠であると要請している（American Wind Energy Association (2011)）。

図表11：再生可能電力生産税控除（PTC）と風力発電導入量のブーム&バスト



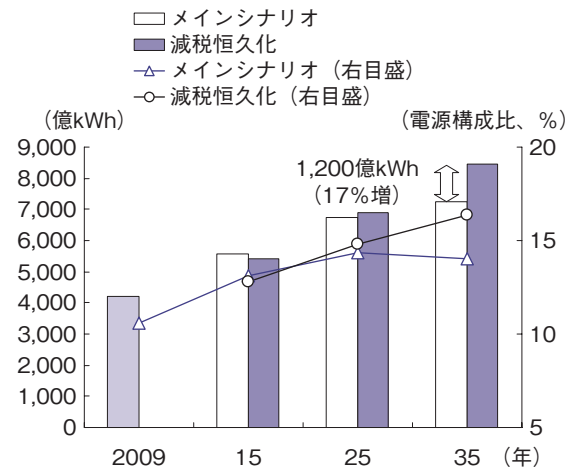
(資料) American Wind Energy Association 「The Reality of U.S. Energy Incentives」



PTCをはじめとする減税措置の延長の有無は、今後の再生可能エネルギー発電の拡大にどの程度影響を及ぼすのだろうか。EIAの長期見通しでは、再生可能エネルギー発電が2009年から2035年までに1.7倍の7,240億 kWhに増加し、電源構成比は11%から14%まで上昇すると見込むが、このメインシナリオはPTCなど減税措置が期限どおりに失効 (Sunset)<sup>8)</sup>することを前提としている。例えば、風力発電対象のPTCは2012年末に失効するため、メインシナリオでは風力発電能力の拡大は73%が2012年までに発生し、それ以降の増勢は小幅にとどまるとみている。EIAの試算によれば、これらの減税措置が2035年までの予測期間中継続した場合 (減税恒久化、No Sunset Case)、2035年時点の再生可能エネルギー発電量は8,440億 kWhとメインシナリオ比1,200億 kWh (17%)増加し、電源構成比も16%とメインシナリオの14%を2%ポイント上回ることになる (図表12)。なお、減税恒久化には、毎年約36億ドル (約2,880億円)程度 of 財源確保が前提条件となっている。

米国では、今後10年間で2.4兆ドル規模の財政赤字削減を実施することが決定され、減税恒久化の実現性は低下する方向にあり、むしろ既存の減税措置の停止や政府支出の削減が議論の俎上に上る可能性がある。技術革新や量産効果により、再生可能エネルギーの発電コストが低下していけば、発電量あたりの財政支援必要額は徐々に低下していくと予想されるが、財政面での制約が従来以上に強まる中で、化石燃料や原子力向け支援の見直しなど大胆なスクラップアンドビルドが行われなければ、再生可能エネルギー発電に対する財政支援を継続していくことは、従来以上に困難になりつつある。

図表12: 減税シナリオ別の再生可能エネルギー発電の推移



(注) 1. 2009年は実績。  
 2. メインシナリオ：減税は根拠法に従って失効。  
 PTC：風力は2012年末、地熱・バイオマス等は2013年末に失効。  
 ITC：太陽光・太陽熱発電設備投資に対する減税率は現行30%から2016年に10%に引き下げ。  
 (資料) Energy Information Administration「Annual Energy Outlook 2011」

#### 4. 数量目標 (再生可能ポートフォリオ基準、RPS) の導入状況と課題

##### (1) RPS の概要

再生可能ポートフォリオ基準 (RPS) は、再生可能エネルギーの導入量を決定して、電力事業者などの義務履行者に割り当てる制度である。RPSではまず導入する需要量が決定され、再生可能エネルギー発電の価格は事後的に決定される。義務履行者は、電力の発電、相対取引による契約、市場での購入などの手段を通じて、割り当て目標を達成する。

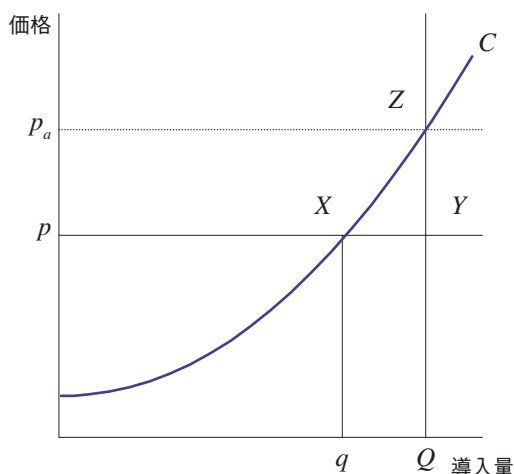
理論的には、RPSは再生可能エネルギーの導入費用の最小化をもたらすとされる。例えばある義務履行者が再生可能エネルギー発電を行

8) PTCについては、風力が2012年末、地熱・バイオマス等が2013年末に失効。太陽光・太陽熱発電設備投資に対するITCは、減税率が現行の30%から2016年に10%に引き下げ、など。

う限界費用曲線を  $C$  とすると (図表13)、 $Q$  の RPS を課された場合、再生可能エネルギー発電の市場価格が  $p$  であるならば、義務履行者の発電コスト  $p_a$  は  $p$  を上回ってしまう。このとき義務履行者は、再生可能エネルギー発電量を限界費用曲線と市場価格  $p$  の交点である  $q$  までとし、残りの  $Q - q$  分は他の事業者から購入することで、割り当て目標を達成しつつ、XYZ 相当の発電コストを節約することができる。こうした市場機能によって、理論的には個々の義務履行者の費用は最小化される (木村 (2007)) (図表13)。

RPS では、再生可能エネルギーにより発電された電力そのものの市場とともに、再生可能エネルギー・クレジット (Renewable Energy Credit、REC<sup>9)</sup>) 市場が補完的に併設される場合が多い。REC は、再生可能エネルギーであ

図表13：再生可能ポートフォリオ基準 (RPS) による費用最小化効果



(資料) 木村 (2007) に基づき加筆修正

るという属性を電力から分離し、再生可能エネルギー発電と既存電力の費用の差を証書化したものである (大島 (2010))。米国の多くの州のプログラムでは、適格対象となる再生エネルギーなどの発電量に応じて REC が発行され、クレジットを州政府に提示することで RPS の義務を履行する設計となっている場合が多い<sup>10)</sup>。RPS の割り当て目標を超過している義務履行者は、RPS を満たせない義務履行者に対して、電力そのものまたは REC を売却することが可能である。

RPS は、最も早いアイオワ州では83年に導入されているが、多くの州では90年代半ば以降に導入されている。90年代以降、競争による電力料金低下を主な目的として電力自由化が進められ<sup>11)</sup>、電源間の競争が激化するなかで、化石燃料の温室効果ガス排出に伴う外部費用を考慮しない場合、十分な価格競争力を持たなかった再生可能エネルギー発電は排除されてしまう恐れがあった。温室効果ガス排出抑制のために再生可能エネルギー発電を一定量確保しつつ、電力自由化による市場機能の効率化とも矛盾しない枠組みとして、多くの州で RPS は導入されていった。

## (2) RPS の導入状況

米国では、既に29州およびワシントン DC と過半数の州で RPS が導入されている (図表14)。制度設計は州ごとに異なり、適格対象とする再生エネルギーの種類<sup>12)</sup>、設備や、基準 (発電量全体に占める割合や設備容量)、目標達成水準・

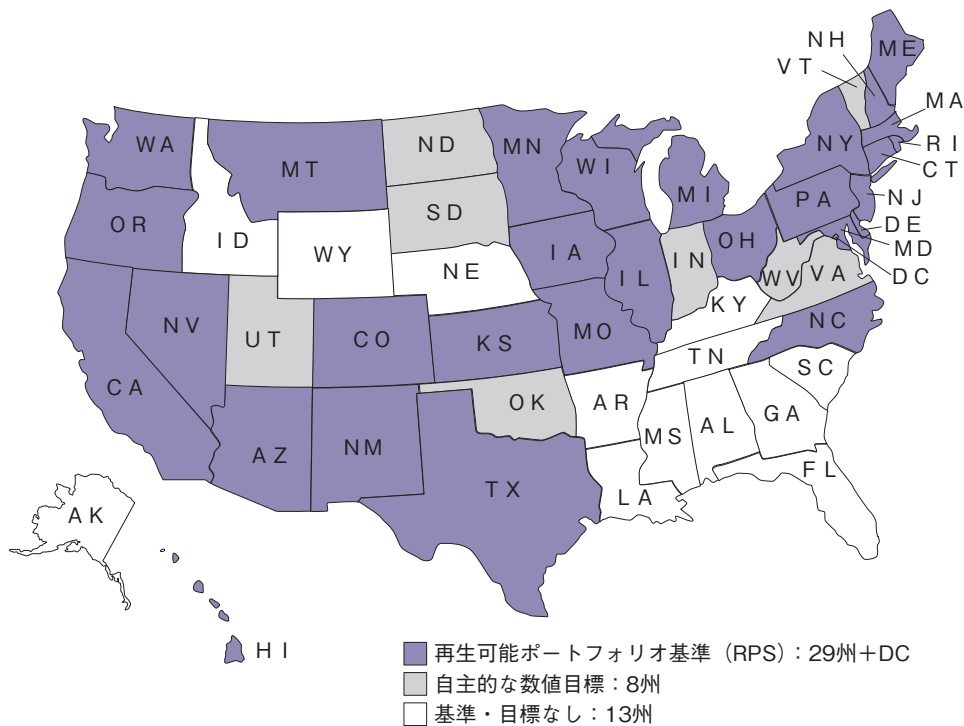
9) 欧州では一般的に、「取引可能なグリーン証書 (Tradable Green Certificate, TGC)」と呼ばれる。

10) 例えば、RPS30%の義務に対し、電力事業者は販売電力量100MWh ごとに30クレジットを提示することで、義務量を達成したとみなされる。

11) 米国では、電力規制権限は、卸取引については連邦政府、小売り取引については州政府が持っている。卸売市場については「1992年エネルギー法」により連邦レベルで自由化され、発電部門に独立発電事業者 (Independent Power Producers, IPP) の参入が認められた。他方、小売市場の自由化については、州政府に委ねられており、2010年9月時点では16州およびワシントン DC で自由化が実施されている。

12) 多くの州は、ダム建設に伴う環境への影響に配慮し、水力発電を RPS の対象外としている。

図表14：再生可能ポートフォリオ基準（RPS）導入状況



(注) 2011年8月時点。

(資料) 米エネルギー省「Database of State Incentives for Renewables & Efficiency (DSIRE)」

期限は多様である(図表15)。RECについても、RPS導入州全てで採用されているわけではない。また、RPS義務履行のためのコストが一定上限を超えた場合には、一定価格の履行費用支払い(compliance cost payment、ACP)が認められる場合もある。ACPが十分に高く設定されないと、義務履行者は再生可能エネルギーの発電・売電やREC購入よりもACPを支払うことを選ぶ結果、目標達成が困難になる。

RPSの導入効果は、こうした制度設計の詳細次第で大きく変わりうる。代表的な成功事例とされるテキサス州(99年法改正、2002年実質運用開始)では、REC市場を併設し、REC保有義務が課せられる電力小売業者以外にも広く市場参加を認め、義務が履行できなかった場合

の厳しい罰則(50ドル/1,000kWh)を課したことにより、再生可能エネルギー発電設備容量の急拡大をもたらしたと評価されている(大島(2010))。テキサス州のRPS目標は、再生可能エネルギー発電設備容量について2015年に588万kW、2025年に1,000万kWとされているが、2009年時点で954万kWとすでに2015年目標を上回り、2025年目標達成も間近となっている。ただし、主に拡大しているのは相対的に低コストの大規模な風力発電が中心であり、その他の電源の普及は遅れている。このため、テキサス州では風力以外を対象とする目標(2025年までに50万kW)を設定し、風力以外の発電事業者にはプレミアムを付与する形で再生可能エネルギー発電の多様化を図ろうとしている。

図表15：再生可能エネルギー発電上位州の目標設定

設備容量 上位10州	2009年	目標設定		
	MW	数量目標	達成年	備考
Texas	9,544	5,880MW	2015	10,000MW/2025 風力以外：500MW/2025
California	6,224	33%	2020	
Iowa	3,561	105MW	—	民営電力会社2社対象
Washington	2,673	15%	2020	
Minnesota	1,965	25%	2025	Xcel Energy：30% /2020
Oregon	1,831	25%	2025	中小事業者：5～10% /2025
New York	1,704	29%	2015	
Illinois	1,526	25%	2025	風力で達成目標の75%
North Dakota	1,269	10%	2015	
Pennsylvania	1,224	18%	2021	太陽熱・太陽光：最低0.5%
U.S. Total	77,951			

(注) 1. 目標設定は2011年6月時点。数値目標の%表示は、適格対象となる再生可能エネルギー発電が発電量全体に占める割合。  
2. 2009年の設備容量は水力を除く再生可能エネルギー。

(資料) Energy Information Administration「Renewable Energy Consumption and Electricity Preliminary Statistics 2009」  
米エネルギー省「Database of State Incentives for Renewables & Efficiency (DSIRE)」

一方で、アリゾナ州やマサチューセッツ州では履行費用支払い(ACP)が増加しているほか、ネバダ州、ニューヨーク州などでも目標が未達成となっている(Mendonça et al. (2010))。また、積極的にRPSを推進しているニューイングランド地方<sup>13)</sup>では、REC市場で短期取引が主流になり価格が高騰するなど(IEA (2008))、必ずしも順調に成果を挙げているとは言い難いケースも存在する。

RPSの導入の有無別に、再生可能エネルギーの電源構成比と電力小売価格を比較すると、RPSを導入している州(29州およびワシントンDC)の電源構成比は12.8%(水力を除く場合4.4%)と、RPSを導入していない州(法的拘束力のない自主的な目標導入州を含む21州)の6.5%(同2.3%)の2倍近い水準となっている。

これは、RPS導入の効果である可能性がある一方で、立地条件がよく再生可能エネルギーの電源構成比が高い地域ほど、RPS導入に積極的な結果である可能性も排除できない。他方、電力小売価格は、RPS導入州では1kWh当たり11.08セントとRPSを導入していない州の1kWh当たり8.32セントを上回っている。RPSは、市場機能を通じて再生可能エネルギー発電の導入コストの最小化を企図する枠組みだが、化石燃料などと比べ相対的に高コストの再生可能エネルギーの電源構成比が高まることで、電力小売価格は全体として押し上げられる可能性を示唆している(図表16)。

13) 東海岸のマサチューセッツ、メイン、コネティカット、ロードアイランド、ニューハンプシャー、バーモントの6州。



**図表16：再生可能ポートフォリオ基準（RPS）導入有無別の電源構成と電力価格**

	州数	再生可能エネルギー		電力価格 (セント/kWh)
		電源構成比	うち除く水力	
RPS有	30	12.8%	4.4%	11.08
RPS無	21	6.5%	2.3%	8.32
全米	51	10.5%	3.6%	9.82

- (注) 1. 数値は2009年。  
 2. ワシントンDCはRPS有に含む。  
 3. 自主的な数値目標導入州はRPS無に含む。

(資料) Energy Information Administration  
 「Renewable Energy Consumption and Electricity Preliminary Statistics 2009」

**(3) 連邦統一基準の不在による弊害**

RPSは、既に過半数の州レベルで採用されているが、連邦レベルでの統一基準は導入されていない。再生可能エネルギーは地域的な偏在性が強いいため、南東部などの賦存量の少ない地域に不公平かつコストも高くつくとの批判が根強い。

2009年に発足したオバマ民主党政権は、環境・エネルギー産業を経済成長の起爆剤として育成する「グリーン・ニューディール政策」を提唱し、「国産のゼロエミッション電源」であ

る再生可能エネルギーを重視している。政権当初の公約ではRPSを連邦レベルでも導入して「2025年までに25%」とする目標を掲げていた。医療保険改革、金融改革とならぶ三大改革の一つに環境・エネルギー改革を位置づけ、連邦レベルでのRPS導入に加え、温室効果ガス排出量削減の数値目標、排出量取引を含む包括的な環境・エネルギー法案の成立を目指していた。しかし、2010年までの連邦議会第1会期では実現することができず、中間選挙で下院を共和党に奪回されたため、2012年までの任期中の包括法案成立は絶望的になっている。オバマ大統領は、2011年1月25日の一般教書演説で、「電力供給に占めるクリーンエネルギー比率を2035年までに80%」とするクリーンエネルギー基準（Clean Energy Standard, CES）へとRPSから目標設定を転換した。再生可能エネルギーに加え、原子力、天然ガス、クリーンコール<sup>14)</sup>をクリーンエネルギーとして技術革新を推進する姿勢を鮮明にしているが、立法化のめどは立っていない（図表17）。

連邦レベルで一貫性のある制度が導入された場合、どのような効果が期待されるのであろう

**図表17：クリーンエネルギー基準（CES）の概要**

原則	概要
数値目標	○現在40%のクリーンエネルギー発電比率を2035年に80%に引き上げ ・対象：再生可能エネルギー、原子力、効率の高い天然ガス火力、クリーンコール火力
クレジット	○クリーンエネルギー発電1MW(1,000kW)ごとにクレジットを付与 ・年間目標を上回った場合、クレジットのバンキングが可能
負担増回避	○電力消費抑制策（スマート・ポリシー）との連動により家計・企業の負担増を回避
エネルギー効率向上	○家電効率基準や効率向上に対する減税措置などのエネルギー効率向上のための諸施策との対応
製造業支援	○コジェネレーション（熱電併給方式）や廃熱回収技術を活用する製造業を支援（クレジットを付与）

(注) クレジットのバンキングとは、CESの義務履行者が割り当て目標を超過達成している場合にクレジットを次期に持ち越すことができる制度。

(資料) The White House「Blueprint for a Secure Energy Future」

14) クリーンコールとは、石炭燃焼時に排出される二酸化炭素等を削減し、環境負荷を抑える石炭ガス化や二酸化炭素の分離・回収、隔離・貯蔵技術を活用した石炭。



か。これまで先行研究の結果は、連邦レベルの単一規制のほうが、連邦・州規制が並存する場合より低コストで再生可能エネルギー発電量を拡大させようことを示唆している。

例えば、Congressional Budget Office (CBO) (2011) は、連邦レベルでの数量目標導入が電源選択や電力価格に与える影響について、七つの先行研究結果を整理している。これによれば、多くの先行研究は、連邦レベルでの RPS (ないし CES) 導入により、導入されない場合に比べて再生可能エネルギー発電量は増大し、その多くは風力およびバイオマスからもたらされるとしている。また、全米レベルの REC を導入することにより、再生可能エネルギー資源の利用が制約されている地域の事業者が、再生可能エネルギー発電量の多い地域から REC を購入することで、より義務履行費用を低下させることが可能になると指摘している。

CBO (2011) は他方で、RPS により再生可能エネルギーの導入費用自体は最小化されるとしても、電力事業者が選択する電源の組み合わせは、RPS 導入により (発電コストの高い再生可能エネルギーを含む) コスト高な組み合わせに修正する必要が生じるため、総じて全体の発電コストと電力価格は上昇すると結論づけている。ただし、こうしたコスト上昇は、①金融機関など電力事業者以外の広範な市場参加者間での REC 取引の自由化、②長期的な目標設定による予見可能性の確保と資金調達コストの低減、③バンキングやボロウイング<sup>15)</sup>などの柔軟性措置導入による義務履行タイミングの調整、といった制度設計によって、最小化しようとしている。

温室効果ガス排出抑制にかかわる環境規制に

ついて論じた Goulder and Stavins (2011) も、連邦・州基準の並存による弊害を指摘している。これによれば、連邦 RPS 導入により期待される再生可能エネルギー発電量の増加や温室効果ガス排出量の抑制といった政策効果は、REC が導入されている場合、より厳しい州規制の並存によって発生する余剰 REC が他州に売却されることを通じて一部減殺または完全に相殺され、温室効果ガス排出量とそれに付随する外部費用も全体として減少しないため、政策支援の費用効率を低下させるとしている。なお、連邦・州規制の並存のプラス面として、州規制がより厳格な連邦規制導入のプレッシャーや、革新的な政策手段の実験の場として機能する可能性に言及するとともに、政治的に連邦規制の導入が実現困難な場合には、州レベルでの規制が合理性を持つと指摘している。

## 5. 価格規制 (固定価格買い取り制度、FIT) の導入状況と課題

### (1) FIT 制度の概要

固定価格買い取り制度 (FIT) は、電力事業者などの義務履行者に対し、政府などの運営主体があらかじめ決定した買い取り価格で、適格発電事業者から再生可能エネルギー発電を全量買い取ることを義務付ける制度である。RPS とは対照的に、再生可能エネルギー発電の価格が事前に決定され、導入量は事後的に決まる。買い取り価格を一定期間 (15~20年程度) 固定し、再生可能エネルギー発電事業のリスクを低下させることを通じて、新規参入を促し、再生可能エネルギー発電を推進することを企図している。

買い取り価格の決定方法は、大別すると二つ

15) バンキングは、割り当て目標を超過達成している場合にクレジットを次期に持ち越す措置。ボロウイングは、割り当て目標を次期に繰り越す措置。

ある。一つ目は、再生可能エネルギーの発電コストを基準とし、一定の利益を上乗せする方法 (cost-based) である。この発電コスト基準では、投資家に一定の投資収益を保証することが可能になる。

発電コスト基準については、電力卸売市場で決定される電力価格とは無関係に買い取り価格の総額を固定する方法と、電力価格に一定のプレミアムを上乗せする方法がある。買い取り価格の総額を固定する方法を FIT、プレミアム上乗せ方法を Feed-in Premium (FIP) として区別する場合もある。世界的にみて FIT 導入国の多くは、買い取り価格総額を固定する方法を採用している (Cory et al. (2009))。

二つ目の買い取り価格決定方法は、対価基準 (value-based) である。対価基準はさらに、①電力供給事業者が自ら発電するか、もしくは再生可能エネルギー発電事業者以外の他の電源から電力を購入するコストである回避費用 (avoided cost) と、②化石燃料などの従来電源が社会・環境に及ぼしうる負の影響を勘案した外部費用を織り込んだ費用、の2種がある。対価基準は、現実の再生可能エネルギーの発電コストを必ずしも反映せず、市場拡大に必要な利益の確保が困難になる可能性がある。世界各国の FIT 導入事例を検証した Mendonça et al. (2010) によれば、再生可能エネルギーの発電コストに利益を上乗せして投資収益を保証する発電コスト基準の採用が FIT 成功の「ベスト・プラクティス」であり、回避費用に基づく価格設定は「うまくいかない (less successful)」と指摘している。

買い取り価格を含め、FIT の成否を左右する制度設計のポイントは多数存在する。Men-

donça et al. (2010) は、基本的な FIT の制度設計の条件として、①太陽光、風力、地熱、バイオマスなど適格対象となる発電技術の選定、②適格対象発電設備の定義、③発電技術別の発電コストを基準とした透明な買い取り価格の決定、④発電技術・規模別の FIT の設計、⑤固定価格支払い期間の決定 (通常20年)、⑥需要家全体での買い取り費用負担、⑦系統管理者に対する全量買い取り義務付け、⑧系統への優先接続、⑨再生可能エネルギー発電事業者の系統接続・強化費用負担の限定、⑩プロジェクト建設のリードタイム最小化など行政手続き効率化、などを指摘している。また、「悪い FIT」の制度設計として、①低すぎる・高すぎる買い取り価格の決定、②発電技術を反映しない単一の買い取り価格の設定、③電力価格あるいは回避費用を基準とした買い取り価格の設定、④買い取り義務の免責、⑤買い取り費用の政府負担、⑥導入上限の設定、などをあげている。

## (2) PURPA による FIT 導入

米国では、オイルショック後に海外からの原油輸入依存低減と代替エネルギー源の育成の要請が高まるなか、78年成立の「公益事業規制政策法 (PURPA)」により、連邦レベルで再生可能エネルギー発電の固定価格買い取り制度 (FIT) が導入された。FIT は米国で「発明された」(Mendonça et al. (2010)) ともいわれる。

PURPA のもとでの FIT は、連邦エネルギー規制委員会 (FERC) により適格設備に認定された再生可能エネルギー発電 (風力、水力、太陽光、バイオマス) を行う小規模の発電事業者 (8万 kW (=80MW) 以下) またはコジェネレーションから、電力を買い取ることを電力事業者

に義務付けるものである。買い取り価格は、再生可能エネルギーの発電コスト基準ではなく、対価基準である「回避費用」とされ、具体的な水準の決定権限は各州の公益事業委員会に与えられている。PURPAの導入当初は、原油価格の上昇観測などを背景に買い取り価格は高めに固定された。しかし、80年代半ばに原油価格の大幅下落や天然ガスの供給増加に伴って発電コストが下落すると、契約見直しの際に買い取り価格は全国的に半分程度に下落<sup>16)</sup>した。再生可能エネルギー発電を行う適格設備の採算は悪化し、新規参入意欲を減退させた。PURPAに基づくFIT契約は、84、85年をピークに停滞した。

PURPAは、「分散型電源の育成によって、電力会社の発電分野の独占に終止符を打つ」(小林(2002))ことを目的としたものであり、市場機能を通じた競争促進と矛盾しない買い取り価格として、回避費用が選択されたものと考えられる。しかし、FIT契約に基づき高めに固定された買い取り価格と実際の発電コストの乖離が原油価格の下落などに伴って拡大すると、電力事業者や大口需要家からは、分散型電源を価格規制により保護する枠組みは電力自由化の流れと両立しないとして、批判が強まった。「1992年エネルギー政策法」により、電力事業者に送電線の開放が義務付けられ<sup>17)</sup>、PURPAの適格設備以外の独立発電事業者と電力事業者の関連会社の電力市場への参入承認が決定されると、自由化による競争激化により競争力を失う恐れのある再生可能エネルギーを支援する手立てとして、発電量に応じた再生可能電力生産税控除(PTC)などが導入され、政策支援の柱は価格規制から財政支援に転換した。

PURPA導入から86年3月までにFERCに登

録された適格設備の発電能力は合計3,933万kWに上ったとされるが、コジェネレーションが総発電能力の約70%を占め、再生可能エネルギー発電は約30%であったとされる。FITは十分な価格競争力を持たなかった小規模の再生可能エネルギー発電よりも、回避費用を下回る発電コストで供給が可能だった天然ガス方式のコジェネレーションを後押しした(小林(2002))。

この間の再生可能エネルギー発電の電源構成比は、PURPAが施行された78年の13.0%から一旦低下した後、83年には14.8%に上昇している(前掲図表1)。ただし、88年以前のデータは、水力発電以外は電力事業者のみを対象としており、適格設備である小規模発電事業者が含まれていないため、FITの効果を明示的に検証することができない。89年以降は、独立発電事業者や商工業部門による発電も統計の対象に含まれるようになったことで再生可能エネルギーの電源構成比は上昇しているが、それでもなお11%とPURPA導入時を下回っている。

以上みてくると、PURPAは再生可能エネルギー発電に価格規制を導入することで新機軸を打ち出した点は評価される。しかし、買い取り価格は対価基準である「回避費用」とされ、FITの「ベスト・プラクティス」とされる発電コスト基準を採用せず、十分な経済的インセンティブとはならなかった。また、系統接続に関しても、適格設備の送電線の利用について、電力事業者と合意したときのみ、適格設備は送電線を有料で利用して第三者に電力を販売すること(託送)が可能という、電力事業者に有利な規定となっていた。こうした買い取り価格や系統接続の制約などの制度設計上の限界により、PURPAは結果として再生可能エネルギー

16) 例えばニューハンプシャー州の回避費用は85年まで12.0セントだったが、87年までに3.5~5.0セント付近に下落した(小林(2002))。

17) FERCが具体的なルールを最終決定したのは96年。

発電普及の起爆剤とはならなかった。

PURPA にもとづく FIT は、90年代以降その存在感は大きく低下しているが、現在も基本的な枠組みは存続している<sup>18)</sup>。連邦法である PURPA の執行にあたっては、各州に裁量が与えられているが、電力の卸取引を管轄する連邦エネルギー規制委員会（FERC）は、州政府による FIT 導入の際、原則として買い取り価格は PURPA の求める回避費用を上回ってはならないとする立場を表明している。再生可能エネルギーを推進するオバマ政権も、FIT については RPS（または CES）のような推進姿勢は示していない。連邦議会でも、FIT の制度設計を見直す法案の提出は行われているが、本格的な審議には至っていない状況にある。

### (3) FIT の導入状況

2009年時点で、一部の州、地方自治体、電力

事業者が、再生可能エネルギー発電に対し固定価格での買い取り、または市場で決定される電力価格に一定のプレミアムを上乗せした価格の支払いを長期にわたり保証するインセンティブ（performance/production-based incentive）を導入している<sup>19)</sup>（図表18）。

これらのうち、欧州で成功を取めた FIT に近い制度設計を採用しているのは、フロリダ州ゲインズビル市およびバーモント州のみであるとされる（Cory et al. (2009)、Mendonça et al. (2010)）。

フロリダ州ゲインズビル市では、2009年2月に太陽光発電を対象とする FIT が導入された。契約期間は20年で、導入当初契約では25kW 以下の小規模設備に対しては1kWh 当たり32セント、25kW 以上については1kWh 当たり26セントの買い取り価格で Gainesville Regional Utilities が全量買い取り、5～6%の投資利回りを保

図表18：固定価格買い取り制度（FIT）の導入事例

州	実施主体	導入年	概要（買い取り対象、価格、導入制限）
フロリダ	ゲインズビル市	2009	太陽光のみ。25kW 以下32セント/kWh、25kW 以上26セント/kWh(導入時) 設備容量上限は建築物・舗道設置型300kW、地面設置型1,000kW 初年度導入上限4MW。価格・導入量毎年見直し。20年契約
バーモント	州	2009	風力100kW 以下214.8ドル/MWh、100kW 以上118.2ドル/MWh 太陽光240ドル/MWh、バイオマス125ドル/MWh等 設備容量上限2.2MW、導入上限50MW。太陽光25年契約、その他15～20年
カリフォルニア	州	2008	買取価格は市場価格に連動（利用時間により変動） 設備容量上限3MW、導入上限750MW。契約期間は10・15・20年
オレゴン	州	2010	太陽光のみ。買取価格は6カ月ごとに見直し。15年契約 設備容量上限500kW、導入上限25MW(6.25MW/年)
ウィスコンシン	電力事業者	—	WE Energies、Madison Gas and Electric、Xcel Energy が独自プログラムを運用
テネシー	電力事業者	—	テネシー渓谷開発公社（TVA）が最大小売電力価格プラス上乗せ価格で 100%買取（上乗せ価格は太陽光は12セント/kWh、風力等は3セント/kWh）

(注) カリフォルニア州の FIT は、2009年10月成立の州法により修正され、2010年1月から同法は執行されているが、修正に伴う具体的な運営ルールはカリフォルニア公益事業委員会が検討中。

(資料) 米エネルギー省「Database of State Incentives for Renewables & Efficiency (DSIRE)」、Cory et al. (2009)、Mendonça et al. (2010) ほか

18) 合衆国法典16編12章824a-3条（16 U.S.C. § 824a-3）。

19) Mendonça et al.(2010) によれば、2009年5月時点で、少なくとも18州が包括的な FIT 法あるいは規制の導入を検討しているとされる。



証している。初年度の年間導入上限は4MWに設定されていたが、2009年4月時点での制度利用申請は40MW以上に達したとされる。

バーモント州は、2009年5月に全米初の本格的なFIT制度となる「Sustainably Priced Energy Enterprise Development Program (SPEED)」を導入した。契約期間は太陽光が25年、それ以外は15~20年とされ、買い取り価格（2010年1月15日以降契約分）は太陽光が1MWh当たり240ドル（24セント/kWh）、風力発電は100kW以下が1MWh当たり214.8ドル、100kW以上が1MWh当たり118.2ドルなど、電源の種類・規模別に設定され、2年ごとに見直されることとなっている。導入上限は50MWに設定されている。当初は発電技術ごとに12.5MWの導入上限が設定されており、太陽光と風力は導入時に上限を満たしたが、バイオマスなどそれ以外の導入量は増えなかったため、発電技術ごとの上限は廃止され、結局太陽光と風力が導入量の大半を占めている。

以上二つの事例は、買い取り価格がPURPAのような回避費用ではなく、再生可能エネルギーの発電コスト基準を採用して一定の投資収益を保障する水準に設定されていることが評価されている。FERCは、原則として買い取り価格が回避費用を上回らないよう要請しているが、実際の対応は導入主体の発電量の大きさや送電系統接続に与える影響度合いに応じて異なっている。発電量が全米第4位（全体の5.2%）と大きいカリフォルニア州に対してはPURPAの厳格な運用を求め、同州の買い取り価格は市場価格連動となっている。一方、発電量が小さいバーモント州（下から3番目、0.2%）や、ゲインズビル市のような自治体による小規模な

FITの運用については、発電コスト基準の買い取り価格設定を容認している。

2009年に導入されて間もないこともあって、再生可能エネルギー発電導入量の拡大に対する政策の有効性を検証するには時期尚早であるが、ゲインズビル市およびバーモント州の取り組みも、導入上限や個々のプロジェクトの設備容量上限が設定されているため、おのずと発電量の拡大も制限を受けざるをえない。

その他の地域で採用されている制度については、①買い取り価格が再生可能エネルギーの発電コスト基準ではない、②買い取り価格が電源の種類・技術の違いを反映していない、③導入量が制限されている、④強制力がなく自発性に委ねる、⑤系統接続を保障していない、⑥上乗せ価格を支払う意思のある需要家のみ買い取りに伴うコストを転嫁し、需要家全体で負担していない、などの点で「悪いFIT」に該当していると評価されている（Mendonça et al. (2010)）。

#### (4) FITよりもRPSが選好される理由

以上のように、RPSは29州およびワシントンDCの過半数の州で広範に導入されている一方、FITの導入事例は一部にとどまる。米国でFITよりもRPSが選好される理由について、RPSとFITの基本的な長所・短所の整理と政策効果・費用効率の比較を通じて検討してみよう。

RPSとFITの基本的な制度設計の長所・短所を整理したものが（**図表19**）である。RPSは再生可能エネルギー発電の導入量（需要）を事前に決定し、価格は市場機能を通じて事後的に決まる制度である。RPSの長所は、市場機



図表19：RPS と FIT の制度比較

	再生可能ポートフォリオ基準 (RPS)	固定価格買い取り制度 (FIT)
基本設計	導入発電量を事前に決定。価格は市場機能により決定 数値目標設定による需要創出型	買取価格を事前に決定。導入発電量は事後決定 投資促進による供給創出型
長所	再生可能エネルギー発電の導入費用最小化 電力価格決定にあたり政府の介入余地小 需要家への強制的な負担増加を伴わない REC 併設による履行義務の柔軟化、地理的制約の緩和	再生可能エネルギー発電の投資収益確保 事業リスク小、資金調達コスト低下 量産効果による発電コスト低下 技術に応じた価格設定により未成熟な技術の育成可能
短所	価格変動リスク・事業リスク大 未成熟な技術が排除されるリスク 導入発電量の決定が困難 (過小設定のリスク)	買い取り価格の設定にあたり政府の介入余地大 電力価格への転嫁による需要家の負担増加 発電事業者の競争・技術革新促進効果が小さくなるリスク

(注) 長所・短所はあくまで基本的な特徴であり、制度設計によって変わりうる。

(資料) 木村 (2007)、大島 (2010)、Mendonça et al. (2010) ほか

能を通じて再生可能エネルギー発電の導入費用を最小化することが理論上は可能であり、制度設計にあたって電力価格決定などに関する政府の介入の余地が小さく、FIT のように買い取り費用を電力価格に転嫁して需要家に強制的な負担を強いることはない。また REC を併設すれば電力そのものの移動を伴わずに再生可能エネルギーの価値を取引することを通じて、地理的な制約を緩和しつつ全体の再生可能エネルギー発電を底上げすることも可能になる。

その一方、RPS の最大の欠点は、電力および REC 市場で価格変動リスクが大きく、再生可能エネルギー発電事業のリスクが見極めにくいことにある。また、市場機能を通じて再生可能エネルギー間の競争を促すため、相対的に未成熟な技術は排除されるリスクが高い。さらに、再生可能エネルギー発電の量産効果や技術革新による価格低減効果は多くの不確実性を伴うことなどから、目標設定は概して低めに設定されがちになる結果、再生可能エネルギー導入量の拡大がすすまない場合がある。

他方、FIT は買い取り価格を事前に決定し、再生可能エネルギー発電への投資収益を一定期

間保証することで供給拡大を促し、導入量は事後的に決まる制度である。FIT の最大の長所は、事業リスクが限定され、資金調達コストが低下することで新規参入が促されやすくなる点にある。量産効果を通じて発電コストは徐々に低下していくことが期待され、技術に応じた買い取り価格の設定により未成熟な技術の育成が可能になる。ただし、買い取り価格を回避費用とした場合には、再生可能エネルギー発電の技術に応じた投資収益が保証されず、こうした効果が減殺されることになる。他方、FIT の欠点としては、買い取り価格の設定に際して政府の介入余地が大きく、電力価格が政府によって硬直的・非効率に決定されるリスクがあるほか、買い取り費用が強制的に需要家に転嫁される点があげられる。また再生可能エネルギー発電事業者間での競争が促されにくいいため、技術革新促進効果も小さくなる可能性がある。

では、RPS と FIT は、再生可能エネルギー発電導入量の拡大への寄与 (政策の有効性)、政策実施に伴う費用 (費用効率) の観点から見て、どちらが優位にあるのだろうか。

再生可能エネルギーに対する経済的インセン

タイプの費用対効果について国際比較した IEA(2008) は、FIT の優位性を指摘している<sup>20)</sup>。例えば、陸上風力発電について最も政策の有効性・費用効率が高いのは、いずれも FIT を採用しているドイツ、スペイン、デンマーク、ポルトガルの4カ国であり、2005年時点の発電量当たりの費用<sup>21)</sup>は1kWh 当たり9~11セントと、数量割り当て制度(RPS など)や証書(REC、TGC)市場を採用する国の13~17セントを下回るとしている<sup>22)</sup>。米国については、政策の費用効率は高い(発電量当たりの費用6~8セント/kWh)が、風力発電の新規導入量は潜在的な追加導入量を大幅に下回っており、政策の有効性は低いと評価されている。

それでもなお、米国で FIT よりも RPS が選好され、また FIT の買い取り価格を原則として回避費用とする理由は、米国型資本主義の基本理念である市場機能を通じた競争・技術革新の促進が、再生可能エネルギー政策においても重視されている結果であると考えられる。経済的インセンティブは、再生可能エネルギーの普及を妨げる発電コストの高さを克服するために必要ではあるが、できる限り市場機能を阻害しない方法・範囲において導入し、費用対効果の検討においても、費用の最小化(費用効率)をより重視するのが米国の選択である。

歴史的な流れをみても、連邦レベルで最初に

導入されたのは FIT であったが、電力自由化の流れの中で再生可能エネルギー発電事業者を価格規制により保護し、電力市場の価格決定機能に介入することへの反発が強まった。その結果、再生可能エネルギー発電を促進する手立ては、価格規制である FIT から、財政支援である PTC<sup>23)</sup>や、市場機能とより親和性が高い RPS に移行してきたのである。

なお、RPS と FIT は基本的な制度設計が異なっているが、必ずしも相互に排他的な制度ではない。実際、2020年に RPS33%達成という高い政策目標を掲げているカリフォルニア州では、買い取り価格を市場連動型とする FIT を RPS の達成を支援するツールとして導入している例もある。FIT の長所である投資収益の保証機能を生かして RPS と連携させるように制度設計し、相乗効果を得ることは可能であり、例えばオランダで採用されている市場価格を反映した FIT<sup>24)</sup>であれば、米国の環境にも適格的で RPS の目標達成を補完するために有用であるとの指摘もある(Cory et al. (2009))。

## 6. おわりに~日本版 FIT 導入へのインプリケーション

本稿では、米国における再生可能エネルギー発電に対する経済的インセンティブの三つの柱である財政支援、数量目標(RPS)、価格規制

20) IEA(2008) 以外でも、欧州の事例を中心とした最近の先行研究は、FITの方がRPSなどの数量割り当て制度より優位性が高いとの分析結果を提示している(Cory et al.(2009)、Mendonça et al(2010))。

21) IEA(2008)では、政策の有効性を示す指標として2020年までの潜在的な追加導入量に対する評価対象年の新規導入量を算出している。政策実施に伴う費用については、電力卸売価格と、発電量あたりの上乗せ価格および/または奨励金の合計値を代理変数としている。

22) なお、太陽光発電については、ドイツでFITは大きな成功を収めたが、そのコストは高い(65セント/kWh)との分析結果を示している。

23) 10年間にわたり発電量に応じたインセンティブを保証する再生可能電力生産税控除(PTC)は、実質的にFIP(市場価格に一定のプレミアムを上乗せするFeed-in Premium)として機能しているとの評価もある(IEA(2008))。

24) spot-market-gapモデルと呼ばれるタイプで、買い取り価格の総額を固定する方式とプレミアム上乗せ方式(FIP)のハイブリッド型。事前に最低買い取り価格を決定するが、義務履行者が支払うプレミアムは買い取り価格と電力スポット市場で決定される電力価格の差額とし、電力価格が買い取り価格を上回る場合には支払い義務が発生しない。これにより、発電事業者・投資家からみれば、FITと同様に事前に一定の投資収益が保証される一方で、義務履行者の支払いコストは抑制される。

(FIT) について、その活用状況と課題を検証してきた。その結果、米国では市場機能を通じた競争・技術革新の促進が、再生可能エネルギー発電の推進においても重視されていることが明らかとなった。

IEA (2008) は、再生可能エネルギー推進策の制度設計における五つの基本原則として、①非経済障壁（許認可などの行政手続き、系統接続の制約、社会的受容など）の排除、②投資を呼び込むための予見可能性・透明性、③技術革新・市場競争を促進する過渡的なインセンティブ導入（段階的なインセンティブの縮小）、④技術の成熟度に応じた支援、⑤大規模な再生可能エネルギー発電導入が費用効率やエネルギーシステムの安定性に及ぼす影響の検証、が必要であると指摘している。具体的に採用すべきインセンティブの内容としては、未成熟な技術に対しては資本コストに対するインセンティブやFIT、より技術が成熟し導入量が十分に増えれば、FIP や技術特性を考慮した数量割り当て制度 (RPS) ・ 証書取引 (TGC、REC) など、より市場機能を適用した制度設計へと展開していくべきであるとしている。

これに照らして米国の政策を評価すると、電力自由化の流れとの整合性の観点から、技術革新・市場競争の促進 (③)、費用効率 (⑤) を優先した制度設計となっている点が特徴的である。非経済障壁 (①) については、本稿の分析の対象外だが、再生可能エネルギーの優先接続が認められないことや、送電容量の不足、送電線建設に要する長いリードタイムなど、系統接続の制約を中心に現状では対応が後手に回っている。米国では、基幹電源である火力発電の燃料である石炭を自給しており、シェールガスな

ど非在来型の天然ガスの国内開発余地も大きい一方、党派対立から温室効果ガスの排出抑制対策が進展せず、再生可能エネルギー発電拡大の緊急性について、国民的な合意が形成されているとも言い難い。予見可能性・透明性 (②) については、RPS によって長期的な再生可能エネルギー導入目標は明示されているものの、価格変動リスクが大きいため事業リスクの見極めが難しく、PTC などの減税措置も時限立法で継続性に問題がある。技術の成熟度に応じた対応 (④) は、PTC などの減税措置は技術別に配慮されているが、FIT の買い取り価格は原則として技術中立的な回避費用とされ、RPS では未成熟な技術も早い段階から競争にさらされやすい。90年代の電力自由化の進展と共に進められた FIT から RPS への移行のタイミングは、当時の再生可能エネルギー技術の成熟度や導入量からみて時期尚早であった可能性がある。

米国で再生可能エネルギーの電源構成比が大きく高まらないのは、こうした市場機能重視型の経済的インセンティブの帰結とみることもできる。

翻って日本では、東日本大震災後の福島第一原子力発電所事故により、長期的に原子力発電の電源構成比を30%から50%に高めるエネルギー基本計画 (2010年6月閣議決定) の見直しに迫られている。原子力発電の代替電源として、再生可能エネルギーの利用拡大が急務となっており、その手段としてFITを導入する「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法 (特措法)」が成立し、2012年7月1日から施行される。

特措法では、太陽光<sup>25)</sup>、風力、水力、地熱、

25) 工場・事業所用、発電事業用の発電設備を対象。住宅用については、2009年に導入された余剰買い取り制度を継続。



バイオマス発電などを買い取り対象とし、国が定める一定の期間・価格で電気事業者が買い取ることを義務付け、各電気事業者がそれぞれの需要家に対して使用電力量に比例したサーチャージ（賦課金）支払いを請求することを認める内容となっている<sup>26)</sup>。原則として電気事業者は買い取り対象となる発電事業者の系統接続請求に応じる義務があるが、電力の円滑な供給確保に支障が生じるおそれがある場合については例外規定が設けられている。こうした制度設計は、エネルギー基本計画が変更されるごとまたは少なくとも3年ごとに再生可能エネルギーの供給量、サーチャージ負担の影響に応じて必要な措置を講じるとともに、2020年度をめどに抜本的な見直しを行うとされている。また、2003年4月に全面施行されたRPS法<sup>27)</sup>（「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」）は、廃止するとされている。

今後の日本版FITの運用にあたっては、再生可能エネルギー推進の基本原則と米国の経験を踏まえ、以下の点に特に留意する必要がある。

第一に、再生可能エネルギー発電の技術に応じて制度設計をファインチューニングすることが肝要である。特に買い取り価格については、米国のPURPAに基づくFITで採用されている回避費用のように技術中立的な価格設定は、参入意欲を刺激しにくく、相対的に未成熟な技術に不利になる可能性が高い。日本版FITでは、買い取り価格は資源エネルギー庁に新設する第三者機関（調達価格等算定委員会）の議論を踏まえて経済産業大臣が決定することとされている。当初法案では、買い取り価格は「再生可能エネルギー発電設備の区分ごと」に定める

とし、太陽光発電以外は1kWh当たり15～20円が想定されていたが、「区分」に「設置の形態および規模」が追加され、必要に応じ半期ごとに見直す形に修正されたことは評価できる。きめ細かな買い取り価格決定のためには、各技術の正確な発電コストの算出が不可欠である。

第二に、再生可能エネルギー発電の導入量拡大という尺度のみならず、費用効率の観点からもFITの費用対効果を不断に検証していく必要がある。現時点では、集中的な再生可能エネルギーの利用拡大が急務となるなかでは、特措法施行後3年間は発電事業者の利潤に特に配慮して買い取り価格を決定する方針で、FIT導入に伴う買い取り費用の電力料金への転嫁はやむなしとされ、費用効率は二の次となっている感がある。サーチャージにあたっては、電力多消費産業に配慮することとなったが、他の需要家への上乗せや、財政負担によって軽減分をまかなうことになれば、政策全体の費用は軽減されない。今後の制度設計見直しにあたっては、量産効果や技術革新による発電コストの低下を反映しつつ、FITの費用効率を高める努力が求められる。

第三に、FITという経済的インセンティブだけでは、再生可能エネルギー発電の導入量拡大には力不足である。米国のFITの経験も、電力事業者に有利な系統接続の規定が制約要因となることを示唆していた。日本版FITの系統接続規定についても、例外規定の運用次第では電気事業者の裁量の余地が大きくなる。系統接続以外にも、許認可などの行政手続き簡素化をはじめとする非経済的障壁の軽減と一体的にFITの運用を推進していく必要がある。

26) サーチャージの負担については、①地域間で不均衡が生じないよう国が指定する費用負担調整機関を通じて調整し、②製造業平均の8倍超の電力を消費する電力多消費産業については8割以上負担を軽減するとともに、③東日本大震災被災地の企業・住民については2013年3月末までサーチャージ負担を猶予することとされている。

27) 全国ベースでの再生可能エネルギー利用量（4年ごとに先8年間の目標）を設定し、電力を小売りする事業者に対し、義務量（基準利用量）を割り当てる内容。

最後に、電力需要家に広く負担を求めつつ、再生可能エネルギーを日本の基幹電源の一つとして育成していくのであれば、これまで以上に長期的なエネルギー戦略の一貫性と説明責任が求められる。FITの導入は、エネルギー基本計画の抜本的な見直しがいまだ途上段階にあるなかで決定されており、戦略とそれを実現する具体的手立ての決定プロセスが逆転している。FITは、エネルギー基本計画に既に盛り込まれていた措置であり、見直しに当たって優先順位はより高まっているため、先行して導入するという説明はつくが、新たなエネルギー基本計画の全体像のなかでのFITの役割や他の政策との整合性については、今後十分な説明が求められる。他方、FIT導入により、RPS法に基づく再生可能エネルギー利用義務の履行が困難

となり、「事実上RPS制度はほとんど実効性のないものになると考えられる」(資源エネルギー庁(2011))ため、RPS制度は廃止することとされている。RPSからFITへの移行は、技術発展段階に応じてより市場機能を適用した制度設計に移行する再生可能エネルギー推進策の基本原則や、電力自由化の進展と共にFITからRPSに移行した米国の経験と逆行しており、長期的な戦略の不在をうかがわせる。RPS廃止にあたっては、再生可能エネルギーの技術発展段階や日本の電力システムとの適合性の観点から、導入の意義を批判的に検証し、その反省材料を今後の再生可能エネルギーに対する経済的インセンティブの制度設計と運用に活用していくことが求められよう。



## [参考文献]

- 大島堅一 (2010)『再生可能エネルギーの政治経済学』東洋経済新報社
- 木村啓二 (2007)「再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準の制度理論とその制度設計課題」(立命館国際研究 20-2、October)
- 木村健 (2011)「米国における再生可能エネルギー発電—政策・技術・ファイナンス動向と日本への示唆—」(日本政策投資銀行『調査』第102号、6月)
- 国家戦略室エネルギー・環境会議 (2011)「革新的エネルギー・環境戦略」策定に向けた中間的な整理 (案)(7月29日)
- 小林健一 (2002)『アメリカの電力自由化 クリーン・エネルギーの将来』日本経済評論社
- 資源エネルギー庁 (2010)「海外の再生可能エネルギー電源に係る優先規定の検討状況について」(電力・ガス事業部 第6回次世代送配電システム制度検討会 WG1配布資料、12月1日)
- (2011)「再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について」買取制度小委員会報告書 (案)(総合資源エネルギー調査会、新エネルギー部会・電気事業分科会、買取制度小委員会、1月18日)
- 塚越由郁 (2011)「再生可能エネルギー普及促進に向けた展望～普及に向けて克服すべき課題の検討～」(みずほ総合研究所『みずほ政策インサイト』、7月25日)
- 西川珠子 (2011)「米国のエネルギー・ミックス～「脱原発」を選ばない電源選択の背景～」(みずほ総合研究所『みずほ米州インサイト』、7月15日)
- American Wind Energy Association (2011), *The Reality of U.S. Energy Incentives*, May
- Congressional Budget Office (2011), “The Effects of Renewable or Clean Electricity Standards,” *A CBO Study*, July
- Cory, Karlynn, Toby Couture, and Claire Kreycik (2009), “Feed-in Tariff Policy : Design, Implementation, and RPS Policy Interactions,” National Renewable Energy Laboratory, *Technical Report NREL/TP-6A2-45549*, March
- Council of Economic Advisers (2010), *Supplement to the Third Quarterly Report on the Economic Impact of the American Recovery and Reinvestment Act of 2009, The ARRA and the Clean Energy Transformation*, April
- Energy Information Administration (2008), *Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy Markets 2007*, April
- (2010a), *Annual Energy Review 2009*, August
- (2010b), *Renewable Energy Consumption and Electricity Preliminary Statistics 2009*, August
- (2011), *Annual Energy Outlook 2011*, April
- Goulder, Lawrence H. and Robert N. Stavins Branch (2011), “Challenges from State-Federal Interactions in US Climate Change Policy,” *American Economic Review : Papers & Proceedings*, 101 : 3
- International Energy Agency (2008), *Deploying Renewables : Principles for Effective Policies*

———— (2010), *World Energy Outlook 2010*

Mendonça, Miguel, David Jacobs and Benjamin Sovacool (2010), *Powering the Green Economy : The Feed-in Tariff Handbook*, EarthScan

Palmer, Karen, Anthony Paul and Matt Woerman (2011), “Federal Policies for Renewable Electricity, Impacts and Interactions,” Resources for Future, *Discussion Paper*, March

The White House (2011), *Blueprint for a Secure Energy Future*, March 30

U.S. Government Accountability Office (2007), “Federal Electricity Subsidies : Information on Research Funding, Tax Expenditures, and Other Activities that Support Electricity Production,” *Report to Congressional Requesters*, October