

### 3. 欧州主要国における固定価格買取制度の変遷動向調査

#### 3.1 まとめ（調査対象国の整理表）

本章では、調査対象国としたドイツ、スペイン、イギリスの3ヶ国について、2014年10月末時点で入手している公表情報をもとに、固定価格買取制度の制度改正履歴を整理表にした。ドイツについては、制度の主な改正履歴と買取価格改定の経緯を分けてとりまとめている。

表タイトル	ページ
<b>【ドイツ】</b> 表3-1 ドイツ：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴① 表3-2 ドイツ：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴② 表3-3 ドイツ：固定価格買取制度の買取価格改定の経緯	56～58ページ
<b>【スペイン】</b> 表3-4 スペイン：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴	59ページ
<b>【イギリス】</b> 表3-5 イギリス：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴① 表3-6 イギリス：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴②	60～61ページ

なお、上記の改正内容のうち主な事項の詳細情報については、3.2以降、各国別にとりまとめているので参照いただきたい。

表 3-1 ドイツ：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴①

年月	法律改正	法改正の主な改正事項	法改正の背景	再生可能電力比率	FIT 賦課金額
1991年1月	電力供給法 (StrEG) 施行	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力会社に対し、供給区域内の再生可能エネルギー源による発電電力を、需要家への売電価格の一定比率で買取義務付け</li> <li>買取にかかる費用に関しては、政府からの補助金は与えられず、全額電力会社で負担して需要家に転嫁</li> </ul>		3.1% (1991年)	n/a
1998年4月	電力供給法の一部改正	<ul style="list-style-type: none"> <li>市営電力供給会社に対し、販売量の5%までは、自己負担での再生可能電力の買取を義務付け</li> <li>5%を超過する分の買取コストは地域電力供給会社が負担。地域電力供給会社は、販売量の5%を超える分については買取義務なし</li> <li>買取義務を課される電力の生産地に電力供給事業者が存在しない場合には、その場所から最も近い場所にある配電事業者が買取義務</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>風力発電が集中的に立地して買取電力量が急増したドイツ北部の電力会社の負担が大きく、強い反発を招き、一部の電力会社からも営業の自由を侵害するとして訴訟が起きていたため</li> <li>電力自由化に伴う送配電分離に対応するため</li> </ul>	4.5% (1998年)	n/a
2000年4月	再生可能エネルギー法施行 (EEG)	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力会社 (系統運用者) に対して、再生可能エネルギー発電設備の系統接続、及びエネルギー源別の固定価格での買取を義務付け</li> <li>各電力会社の買取量5%上限を廃止</li> <li>すべての電力会社 (系統運用者) 間で、買取に伴う費用負担を平準化する仕組みを導入</li> <li>買取対象とする太陽光を累積容量350MWに達した翌年末までに限定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力自由化に伴い、電力料金が低下した結果、売電価格の「一定比率」での買取では再生可能発電事業者の採算が悪化</li> <li>風力が集中立地した北部において、1998年の改正によって設定された5%上限に到達しつつある (5%上限以降の導入がストップ)</li> <li>再生可能電力の買取負担が北部の電力会社に集中しており、この負担をすべての電力会社間で公平に分担する必要が生じる</li> </ul>	6.2% (2000年)	0.19 €/kWh (2000年)
2004年8月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2004)	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー源別の買取価格の変更</li> <li>買取対象とする太陽光の設備容量上限 (1,000MW) の撤廃 (2003年12月に先行改正)</li> <li>電力多消費企業に対して暫定的に認められていた、再生可能エネルギー法に基づく費用負担軽減措置の恒久化と対象企業範囲の拡大</li> <li>但し、軽減措置のない事業者の負担が、軽減措置の結果として一定のしきい値以上増加した場合には、軽減措置を制限する形で調整</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光の設置費に関する低利融資制度 (10万ルーフプログラム) の終了</li> <li>法律で定められた太陽光による電力買取義務対象枠 (当初は総発電容量350MW、2002年7月改正で1,000MWに引き上げ) への到達</li> <li>低稼働率の風力発電設備への支援見直し</li> <li>再生可能エネルギー法による大口電力需要家 (電力多消費企業) の負担増について、連邦経済・技術省が軽減措置制度の拡充を提言</li> </ul>	9.3% (2004年)	0.54 €/kWh (2004年)
2006年11月	再生可能エネルギー法改定	<ul style="list-style-type: none"> <li>上記の軽減措置を制限する調整規定を撤廃</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>費用負担軽減措置の調整の結果として、2005年には、大規模需要家の軽減後の賦課金額が0.05 €/kWhから0.11 €/kWhに増額されたため</li> </ul>	11.6% (2006年)	0.88 €/kWh (2006年)
2009年1月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2009)	<ul style="list-style-type: none"> <li>再生可能エネルギー法の「法律の目標」を、「2020年までに電力供給における再生可能電力の比率を少なくとも30%、その後も継続的にその比率を増加させること」として目標量を引き上げ</li> <li>買取価格の全般的な見直し (太陽光は全体的に買取価格を減額、小規模水力、風力、地熱、バイオマス等は買取価格を引き上げ)</li> <li>設備容量30kW以下の太陽光発電設備については、自家消費分も計測を条件に支援の対象に追加</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2007年11月に、再生可能エネルギー法の進捗報告書「Renewable Energy Sources Act (EEG) Progress Report 2007」を内閣が承認</li> <li>進捗報告書では、エネルギー源別の発電コストの状況と再生可能エネルギー法に基づく支援レベルの分析を行い、太陽光の買取価格の年ごとの低減率の拡大や小規模水力の買取価格の引き上げ等を提言</li> <li>再生可能エネルギー法賦課金の算定方法は透明性があり、かつ拘束力をもつものとし、エネルギー需要家が再生可能エネルギー法上の電力供給の実費用のみを負担するようなシステムへの転換の必要性</li> </ul>	16.3% (2009年)	1.32 €/kWh (2009年)
2010年7月	再生可能エネルギー法改定 ※本報告書 3.2.2. (1) 参照	<ul style="list-style-type: none"> <li>2010年7月以降に稼働する太陽光発電設備の買取価格について、緊急の価格引き下げを実施</li> <li>自家消費分を支援対象とする太陽光発電設備のしきい値を500kW以下に拡大</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>新規太陽光発電設備容量の急増 (2009年: 3,802MW、2010年上半期: 3,853MW) を受けて、賦課金への影響等を鑑みて、連邦環境相の提案により緊急対策を実施</li> <li>2010年8月に改正法を公布し、2010年7月に遡及して施行</li> </ul>	17.0% (2010年)	2.05 €/kWh (2010年)
2012年1月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2012) ※本報告書 3.2.2. (2) 参照	<ul style="list-style-type: none"> <li>法律の目標として、電力供給に占める再生可能エネルギーの割合を以下の水準に引き上げることが規定 <ul style="list-style-type: none"> <li>遅くとも2020年までに35%以上</li> <li>遅くとも2030年までに50%以上</li> <li>遅くとも2040年までに65%以上</li> <li>遅くとも2050年までに80%以上</li> </ul> </li> <li>全般的な買取価格の見直し (洋上風力の買取価格の引き上げ等)</li> <li>100kW以下の太陽光にも遠隔操作による供給管理能力を義務化</li> <li>再生可能エネルギー発電事業者には、従来どおりの固定価格での売電に加えて、発電電力を直接市場で販売し、規定の計算式に従って算出される市場プレミアムを受け取るオプションを導入</li> <li>大規模需要家を対象とした賦課金軽減措置の対象企業要件を拡大した上で、軽減される賦課金額の決定方法をスライド式に変更</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2011年6月に連邦議会に提出された再生可能エネルギー法の進捗報告書では、主に以下の点を考慮した法改正を遂行 <ul style="list-style-type: none"> <li>EU指令に基づく再生可能エネルギー計画の目標を鑑みて、進展が進んでいない洋上風力等の支援の強化の必要性</li> <li>EEG賦課金額の増加を受けて、より制度の費用対効果を向上させる必要性 (太陽光や小規模バイオマス等の買取価格単価の高い再生可能エネルギー源の過剰な促進を防止)</li> <li>2010年に負担軽減措置対象外の需要家の賦課金が、軽減措置の影響を受けて20%増加したことを踏まえて、軽減措置を客観的に必要な範囲に限定する必要性</li> <li>再生可能エネルギー発電量の増加を踏まえて、これら電力と従来型電源との市場統合を促す必要性</li> <li>買取価格体系の簡素化及び透明性の確保</li> </ul> </li> </ul>	23.6% (2012年)	3.59 €/kWh (2012年)

1998年に連立政権入りした緑の党が連邦環境相のポストを握り、再エネ施策を強化

法律本文に買取価格を明示して投資の安定性を確保

進捗報告書の提出、改正法成立以降に、卸電力市場でのネガティブ価格や太陽光導入量急増等の課題が顕在化

表 3-2 ドイツ：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴②

年月	法律改正	法改正の主な改正事項	法改正の背景	再生可能電力比率	FIT 賦課金額
2012年4月	再生可能エネルギー法改正法施行  ※本報告書 3.2.2. (1) 参照	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2012年4月1日以降の新規太陽光発電設備に適用する買取価格を20～29%引き下げ。設備容量10MW以上の太陽光は買取対象から除外</li> <li>● 買取対象の屋根設置設備に対する新たな出力区分として10～40kWの区分を導入し、買取価格を18.5 ¢/kWhに設定</li> <li>● 2012年4月1日以降に系統連系する10～1,000kWの設備は、買取対象電力量を年間発電量の90%に制限する。但し、2014年1月1日以降に買取量の制限を開始</li> <li>● 買取対象とする太陽光発電設備の累積導入目標値を52GWとし、目標達成以降の新規設備は買取対象外となる。一方で、系統への優先接続・アクセスは、その後の新規設備にも保証される</li> <li>● 2012年4～10月の期間は、毎月1%の低減率が適用されて買取価格が決定する。2012年11月以降は、直近1年間の新規設置容量に応じて、-0.5%から2.8%の低減率が適用される</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光発電の新規導入設備容量が、2010年、2011年と連続して7,000MWを超過したのを受けて、2012年1月施行のEEG2012に追加する形で、制度改正を決定</li> <li>● 太陽光発電設備の新規導入を環境面と経済面で最適な量である年間2,500MWから3,500MWの範囲にし、再生可能エネルギーの市場統合を促進することを目指すことを目的とした</li> <li>● 特に、2011年12月の単月で約2,980MWの新規太陽光発電設備が導入される駆け込み需要が発生したことへの対応が急務であり、半期ごとの買取価格改定時期直前に発生する新規設備の「駆け込み需要」への対策も考慮 ※本報告書の 3.4.2. (2) 参照</li> </ul>	23.6% (2012年)	3.59 ¢/kWh (2012年)
2014年8月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2014)  ※本報告書 3.2.2. (3) 参照	<p>【目標の設定方法】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 一定の期限における再生可能エネルギー導入目標を、上限を含めた幅をもって設定 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2025年までに40～45%</li> <li>- 2035年までに55～60%</li> </ul> </li> </ul> <p>【買取価格の設定水準】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 2015年に新規設置される再生可能エネルギー発電設備に適用する買取価格について、全体的に買取価格を引き下げるとともに、相対的にコストの低い陸上風力、太陽光に集中させる</li> <li>● 2015年に新規設置される再生可能エネルギー発電設備に適用する平均買取価格を12 ¢/kWhまで引き下げ (2014年対象設備の平均買取価格は17 ¢/kWh)</li> </ul> <p>【買取価格の調整方法】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光発電の買取価格調整の仕組みは現行方式を維持</li> <li>● 陸上風力、バイオマスについても、2016年以降、直近1年間の新規導入設備容量に応じて、買取価格の低減率を調整の上、四半期ごとに買取価格を調整</li> <li>● 現行の太陽光に加えて、他再生可能エネルギー源による新規発電設備も、連邦ネットワーク庁に設置する登録簿に登録手続きが必要</li> </ul> <p>【市場への直接販売】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 新規再生可能エネルギー発電設備は、段階的に市場での直接販売及び市場プレミアム制度の適用が義務化される。施行時期及び対象設備要件は以下のとおり <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2014年8月1日以降 設備容量500kW以上の新規発電設備</li> <li>- 2016年1月1日以降 設備容量250kW以上の新規発電設備</li> <li>- 2017年1月1日以降 設備容量100kW以上の新規発電設備</li> </ul> </li> <li>● これまで市場プレミアムとあわせて、直接販売を選択した発電者に支払われていた管理プレミアムを廃止</li> </ul> <p>【入札制度の導入】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 遅くとも2017年以降については、競争入札による買取価格決定メカニズムに移行</li> <li>● こうした制度へ移行するためのパイロット計画として、太陽光向けの入札方式を試行導入し、毎年400MW規模の新規設備を募集</li> <li>● この方式の試行導入に伴い、地上設置型太陽光発電設備は、すべて入札制度に移行</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2012年10月15日にドイツ国内の4送電系統運用者から公表された2013年のEEG賦課金額が、2012年の3.59 ¢/kWhから5.28 ¢/kWhと47%増加したのを受けて、将来的なEEG賦課金額をこれ以上増加させないための制度改正に前倒しで着手</li> <li>● EEGに関連する電力料金の上昇にブレーキをかけ、新たな電力市場設計とリンクした法改正を通じて、支払可能で信頼のおける、見通し可能なエネルギー革命を長期的に確保することを目指した</li> <li>● 特に、近年のEEG賦課金額の上昇に起因して生じた事態、例えば大規模需要家の負担減免額の増加に伴い、その他需要家の追加負担額の増加したこと(1.35 ¢/kWh)、EEG賦課金を免除される自家発自家消費設備の急増による系統電力供給量の減少したこと等、さらに需要家のEEG賦課額を増加させる要因への対応の必要性</li> </ul>	28.5% (2014年上半期)	6.24 ¢/kWh (2014年)

表 3-3 ドイツ：固定価格買取制度の買取価格改定の経緯

年月	法律改正	買取価格改定の主な方向性	買取価格の区分	買取価格決定の手法	再生可能電力比率
1991年1月	電力供給法 (StrEG) 施行		● エネルギー源別区分のみ	● 需要家への売電価格を基準としてエネルギー源別に定めた一定比率を乗じた価格で買取	3.1% (1991年)
2000年4月	再生可能エネルギー法施行 (EEG)	● 太陽光：買取価格を引き上げ ✓ 小売価格の90%→50.62 ¢ /kWh	● エネルギー源別に出力区分を追加 ✓ 風力、太陽光(出力区分なし) ✓ 水力、埋立ガス、下水ガス、地熱(2区分) ✓ バイオマス(3区分)	● 法令にて買取価格を明示するとともに、エネルギー源別に翌年度に運開する設備に適用する買取価格の低減率(例：太陽光-5%)を明記	6.2% (2000年)
2004年8月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2004)	● 太陽光：買取価格を引き上げ ✓ 30kW以下：43.4 ¢ → 57.4 ¢ /kWh ● 地熱：買取価格を引き上げ ✓ 5MW以下：8.95 ¢ → 15 ¢ /kWh	● 出力や技術種類に応じて価格区分を細分化 ✓ 水力(既存設備の発電増量分を対象に追加) ✓ 埋立ガス、バイオガス(革新的技術利用ボーナス導入) ✓ 地熱(出力により2→4区分に細分化) ✓ 風力(洋上風力と陸上風力を差異化) ✓ バイオマス(150kW以下の出力区分を新設、コージェネ・革新的技術利用ボーナス導入) ✓ 太陽光(出力、設置形態により細分化)		9.3% (2004年)
2009年1月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2009)	● 太陽光：次年度以降の新規設備に適用する買取価格の低減率を拡大 ● 陸上風力、洋上風力、地熱、バイオマス(小規模設備、CHP、エネルギー作物起源)：買取価格を全体的に引き上げ	● 出力や技術種類に応じて価格区分をさらに細分化 ✓ 水力(出力区分を細分化、近代化設備を対象に追加) ✓ 埋立ガス、バイオガス(革新的技術利用ボーナス導入) ✓ 地熱(出力区分を2つに統合、コージェネボーナス導入) ✓ 風力(陸上風力にリパワリングボーナス導入) ✓ バイオマス(エネルギー作物ボーナスの細分化、ガス化ボーナス導入) ✓ 太陽光(自家消費分を対象とした区分追加、壁面設置区分を廃止)	● 太陽光について、直近1年間の新規導入量に応じて、翌年度の買取価格に適用する低減率を調整する仕組みを導入	16.3% (2009年)
2010年7月	再生可能エネルギー法改定 ※本報告書 3.2.2. (1) 参照	● 2010年7月以降に設置される新規太陽光発電設備について13%、2010年10月以降設置設備はさらに3%、買取価格を引き下げ	● 太陽光の自家消費分に適用する買取区分について、30kW未満から500kW未満を対象を拡大		17.0% (2010年)
2012年1月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2012)	● 洋上風力：通常よりも高い買取価格を短い期間適用する「加速化モデル」の導入 ● 地熱：これまでの技術ボーナスを廃止する一方で、買取価格を大幅増額 ● バイオマス：買取価格を平均10~15%引き下げ ● 陸上風力：次年度以降の新規設備に適用する買取価格の低減率を拡大 ● 水力：次年度以降の新規設備に適用する買取価格の低減率の廃止	● 制度の簡素化を目指して買取価格区分を統合 ✓ 洋上風力(通常よりも高い買取価格を短い期間適用する「加速化モデル」の導入) ✓ バイオマス(新設の廃木材の焼却発電や液化バイオマス発電を買取対象から除外、革新的技術利用区分・コージェネボーナスの廃止) ✓ 水力(新規設備と発電量増量設備の区分の一本化)	● 太陽光について、直近の新規導入量に応じて半年ごと買取価格を調整する仕組みを法制化	23.6% (2012年)
2012年4月	再生可能エネルギー法改正法施行 ※本報告書 3.2.2. (1) 参照	● 2012年4月1日以降の新規太陽光発電設備に適用する買取価格を20~29%引き下げ	● 太陽光(10MW超の設備を対象から除外、屋根設置設備に対する新たな出力区分として10~40kWの区分を導入)	● 太陽光について、直近の新規導入量に応じて毎月買取価格を調整する仕組みに変更	
2014年8月	再生可能エネルギー法改正法施行 (EEG2014)	● 洋上風力、地熱を除いて、全般的に買取価格を引き下げ	● バイオマス(対象を廃棄物・残渣発電に限定することを意図してガス化ボーナス等を廃止)	● 陸上風力、バイオマスについて、2016年以降、直近の新規導入量に応じて四半期ごと買取価格を調整する仕組みに変更	28.5% (2014年上半期)

表 3-4 スペイン：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴

年月	法律改正	法改正の主な改正事項	法改正の背景	再生可能電力比率	FIT 賦課金額
1994年12月	国家電力市場再編法 Law 40/1994 Royal Decree 2366/1994	<ul style="list-style-type: none"> <li>50MW以下の再生可能エネルギー発電設備を「特別制度」対象電源として、各再生可能エネルギー源の固定買取価格を規定</li> </ul>			n/a
1997年11月	電気事業法 Electric Power Act54/1997	<ul style="list-style-type: none"> <li>50MW以下の再生可能エネルギー発電設備を「特別制度」対象電源として、自由化された電力市場における優先的なアクセスを規定</li> <li>「特別制度」の対象電源に適用する固定買取価格を基準電力料金の少なくとも80%とすることを規定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力自由化の過程で、原則として全発電事業者、小売業者に公設の卸電力取引市場への参加を義務付けるプール制度を導入したため、その中での再生可能エネルギー発電設備の位置づけを明確化する必要性</li> </ul>		n/a
1998年12月	Royal Decree 2818/1998	<ul style="list-style-type: none"> <li>電気事業法に基づき「特別制度」の対象となる再生可能エネルギー発電設備について、エネルギー源別の固定買取価格の算出方法を規定</li> </ul>			n/a
2004年3月	Royal Decree 436/2004	<ul style="list-style-type: none"> <li>「特別制度」対象電源の固定買取価格の算出方法を変更</li> <li>毎年のエネルギー源別の固定買取価格は、基準電力価格に法令で規定された比率を乗じることを規定</li> <li>買取価格の出力区分帯の細分化や価格見直しの契機を新たに規定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>従前の制度では直近の電力取引価格の実績値に基づいて固定買取価格を算出し、1年ごとに公表する形式としていたが、基準電力価格の比率で算出することで、事業者の予見可能性を高めるため</li> </ul>	18.4% (2004年)	6.63億ユーロ (2004年)
2006年6月	Royal Decree Law 7/2006	<ul style="list-style-type: none"> <li>基準電力料金に規定の比率を乗じて算出していた「特別制度」対象電源の固定買取価格の算出方法を撤廃</li> <li>「特別制度」の固定買取価格を基準電力料金の少なくとも80%とする条項を撤廃し、政府が固定買取価格を決定できることを規定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2005年に、渇水による水力資源の不足と燃料価格の高騰により、卸電力取引市場のプール価格が50ユーロ/MWh以上の高値で推移</li> <li>プレミアム価格による支援を選択していた事業者に、政府が想定した以上の売電収益をもたらす結果となり、支援の財源（電力料金による徴収額）の不足が顕在化したため ※本報告書 3.3.2. (1) 参照</li> </ul>	19.3% (2006年)	11.30億ユーロ (2006年)
2007年5月	Royal Decree 661/2007	<ul style="list-style-type: none"> <li>「特別制度」対象電源の固定買取価格の改定、及び一部エネルギー源へのプレミアム+売電価格の上限、下限の設定等を規定</li> <li>「特別制度」対象電源の設備容量上限を100MW以下に引き上げ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同上</li> </ul>	19.8% (2007年)	14.47億ユーロ (2007年)
2008年9月	Royal Decree 1578/2008	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光発電設備に関して、固定買取価格の改定や年間上限枠の設定等を規定 ※本報告書 3.3.2. (2) 参照</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2007年中に、法定の「再生可能エネルギー計画 2005-2010」で規定された2010年の太陽光発電の導入目標量を達成したため</li> </ul>	24.8% (2008年)	24.23億ユーロ (2008年)
2009年5月	Royal Decree Law 6/2009	<ul style="list-style-type: none"> <li>固定価格買取制度の対象とする電源について、中央政府への事前登録を義務付け</li> <li>産業・観光・商務省がエネルギー源別の「クォータ」を設定して、当該クォータの年間設備容量に則して事前登録を受付</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>法定の「再生可能エネルギー計画」で定めた再生可能エネルギー源別の導入目標を超過するエネルギー源が出てきて、太陽光以外についても「特別制度」の支援対象とする新規再生可能エネルギー発電設備の容量を管理する必要が生じたため</li> </ul>	25.4% (2009年)	47.14億ユーロ (2009年)
2010年11月	Royal Decree 1565/2010	<ul style="list-style-type: none"> <li>2011年第2四半期以降の新規太陽光発電設備に適用する買取価格の引き下げ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>スペインでは、2003年に電力小売市場の自由化が完全施行された際の制度設計にあり方に起因して、FIT制度のサーチャージを含む電力料金の徴収不足が続き、電力会社の累積赤字が拡大する結果を招いた</li> </ul>	32.8% (2010年)	53.41億ユーロ (2010年)
2010年12月	Royal Decree 1614/2010 Royal Decree Law 14/2010	<ul style="list-style-type: none"> <li>【既存設備を含む遡及適用】風力、太陽熱、太陽光発電設備に買取価格（インセティブ）を適用する年間上限時間の導入</li> <li>FIT対象電源にも系統利用料金（0.5ユーロ/MWh）を適用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2009年末時点の、2001年以降の電力料金徴収不足による債権総額は220億ユーロ（3.08兆円）となっており、2010年以降、政府も赤字解消の対策に乗り出していた</li> </ul>		
2012年1月	Royal Decree Law 1/2012	<ul style="list-style-type: none"> <li>新規再生可能エネルギー発電設備の「特別制度」への登録停止</li> </ul>		29.5% (2012年)	61.35億ユーロ (2012年)
2013年1月	Law 5/2012	<ul style="list-style-type: none"> <li>全電源の売電収入を対象とした一律7%の課税</li> <li>2013年以降、系統利用料金の未徴収分に対して、国家予算からも費用の一部を補てん</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>再生可能エネルギー、コージェネ、廃棄物発電（特別制度対象電源）の買取に伴うプレミアム額は約91.3億ユーロ（うち、再生可能エネルギー発電へのプレミアム額は約67.5億ユーロ）</li> </ul>		67.48億ユーロ (2013年)
2013年2月	Royal Decree Law 2/2013	<ul style="list-style-type: none"> <li>買取価格の年次インフレ調整方法の変更</li> <li>プレミアム価格買取（FIP）オプションを廃止し、固定価格買取（FIT）オプションへの一本化</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1998～2013年の間に、特別制度対象電源へのプレミアム総額は560億ユーロ（7.84兆円）超となった</li> <li>左記の法改正は、電力料金徴収不足に伴う累積赤字解消が目的 ※本報告書 3.3.2. (3) 参照</li> </ul>		
2013年7月	Royal Decree Law 9/2013	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力市場改革の一環として、既存設備を含めて再生可能エネルギー発電設備を対象とした固定価格買取制度を撤廃し、新制度へ移行を公表</li> </ul>			
2014年6月	Royal Decree 413/2014	<ul style="list-style-type: none"> <li>妥当な投資利益の確保を重視し、設備の閉鎖までの期間の投資収益率（IRR）として約7.4%を想定し、市場価格で妥当な収益が得られないと判断された設備には「特定（支援）料金」を支払い</li> <li>「特定（支援）料金」は、設備運営コストをより正確に考慮・反映させ、固定支援額（投資額、運転・維持費）と、変動支援額（燃料費、運転・維持費）を分けて取り入れる</li> <li>既存設備のうち、これまでの投資収益率が7.5%を超過していると判断された設備には、インセンティブの付与を打ち切り</li> </ul>			

表 3-5 イギリス：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴①

年月	法律改正/制度レビュー	法改正の主な改正事項	法改正の背景	買取電力量	FIT 賦課金額
2008年11月	Energy Act 2008, Chap.32 Sec.41-43	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー国務大臣に対して、電力供給事業者の標準ライセンス要件等を改正する等の FIT スキームを導入する権限を規定</li> <li>FIT の支援対象は政令で指定する 5MW 以下の小規模発電設備</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2008年6月にイギリス政府が公表した 2020年の再生可能エネルギー目標達成のための導入戦略に関するコンサルテーションで、実施中の RPS 制度の有効性は評価しつつも、エネルギー業界以外のコミュニティ・個人が設置する「小規模の再生可能発電設備に対するより効果的な金銭的支援」のオプションとして FIT 制度を検討 ※本報告書の 3.4.2. (1) 参照</li> </ul>		
2010年4月	Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) Order 2010 (SI 2010 No. 678)	<ul style="list-style-type: none"> <li>FIT 制度の制定法および法的根拠</li> <li>ライセンスを保持する電力供給事業者は、再生可能電力の小規模発電事業者に規定の買取価格を発電量に応じて支払う</li> </ul>		n/a (公表情報なし)	0.15億ポンド (2010年度)
2011年2月	Comprehensive Review	<ul style="list-style-type: none"> <li>買取価格レベル、エネルギー効率要件、コストコントロールメカニズム、スキーム管理課題などの幅広い分野に関して2回に分けて見直し</li> <li>レビューの第2フェーズは、FIT 開始3年目(2012年度)に実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>当初は2010年度から2年間は発電価格(買取価格)を維持する方針を示していたが、2010年10月に公表の政府の歳出見直しを受けて、2011年末までに制度レビューを行うことを決定</li> </ul>		
2011年3月	Fast track review	<ul style="list-style-type: none"> <li>Comprehensive Review とともに、Fast-Track Review を開始</li> <li>レビューを受けて2011年8月以降設置の大規模(50kW)・地上設置型太陽光プロジェクトの買取価格を引き下げ、2011年10月以降設置の嫌気性消化(500kWまで)プロジェクトの買取価格を引き上げ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>上記の歳出見直しでは、制度の費用効率化の取り組みと、2014年度に4,000万ポンド(10%)の費用削減を実現させる必要性を指摘</li> <li>緊急見直しで、予期せぬ大規模太陽光設備普及の原因は、設備コストが予想以上に低減されたことが要因とし、制度開始前に行なったシミュレーションより30%近く設備コストが安価になったと評価</li> </ul>		
2011年5月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment) Order 2011 (SI 2011 No. 1181)	<ul style="list-style-type: none"> <li>FIT Order 2010 を修正し明確化</li> <li>FIT の適格設備の特定最大容量の測定基準を変更</li> <li>水力発電に関して、認定容量(50kW以下)認定の適格日を規定</li> <li>RO 制度から FIT 制度への移行を希望する発電事業者の通知期間を2010年10月1日から2011年10月1日に延長</li> <li>FIT スキームの認定を求むる設備が公的な資金の交付を受けた場合の除外規定</li> </ul>		n/a (公表情報なし)	1.46億ポンド (2011年度)
2011年8月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment No.2) Order 2011 (SI 2011 No. 1655)	<ul style="list-style-type: none"> <li>50kW以下の水力発電所がFITの認定を受ける際の臨時規定の適用期間を2012年3月31日までに延長</li> <li>認定されたFIT設備の買取価格コードの割り振り、およびFIT買取価格の表を年次公表する際のインフレ率による調整に関連した Ofgem の権限を変更</li> </ul>			
2011年10月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment No.3) Order 2011 (SI 2011 No. 2364)	<ul style="list-style-type: none"> <li>設備拡張による拡張分は別途対象設備として扱われ、FIT 交付を受ける場合には、拡張分と既存分を合わせた容量をベースに買取価格コードを割り当て</li> <li>既存設備の確認日から1年までに稼働開始した認定 FIT 設備の拡張を、元の設備の一部として取扱い</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>比較的に大きな設備を建設する際に、設備を小分けにして段階的に申請することによって、小規模に対する固定価格(大規模より高い固定価格)を得ようとする事例が見受けられたことへの対応</li> </ul>		
2012年3月	Consultation Phase1 (2011/10/31~12/23)	<ul style="list-style-type: none"> <li>新規太陽光設備および増強標準太陽光設備の買取価格を2012年3月3日以降引き下げ</li> <li>新たなエネルギー効率要件(EPC等級のレベルD以上)の導入</li> <li>複数設置(単一の所有者が複数の敷地設備を有する)者向け買取価格が適用となるしきい値を、25基以上の事業者引き上げ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>FIT 制度の開始時よりも世界的に太陽光の設置コストが劇的に低下したことや他の要因を受けて、当初に想定していたよりも太陽光発電者に多くの収益がもたらされていると評価されたため</li> </ul>		
2012年4月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment) Order 2012 (SI 2012 No. 671)	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電容量50kW以下である水力発電所がFIT認定を受ける臨時規定の適用期間を2013年3月31日までに延長</li> </ul>		n/a (公表情報なし)	5.39億ポンド (2012年度)
2012年8月	Comprehensive Review Phase 2A (2012/2/9~4/3)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2012年7月以降の新規設備の太陽光買取価格の引き下げを提案</li> <li>太陽光買取価格の通減メカニズムを Ofgem は四半期ごとに規定</li> <li>2012年7月1日以前の適格日である太陽光 PV 設備の売電価格は4.5p/kWhまで引き上げられ、買取価格期間は25年から20年に短縮</li> <li>新規太陽光設備の発電買取価格は小売物価指数をベースとした指標にリンク</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光の設置コストは劇的に低下し続けている一方で、政府予算は一定であるため、このようにダイナミックに変動する太陽光に対して自動的に予算運営が行えるようなメカニズムの導入が必要と判断</li> <li>2011年末までに、予測した116MWを大きく上回る900MW超となり、2012年3月末までには1.3GWまで拡大すると見込まれ、25年間にわたる累積支援額が70億ポンドにもものぼると試算されたため</li> </ul>		

表 3-6 イギリス：固定価格買取制度にかかる法令の主な改正履歴②

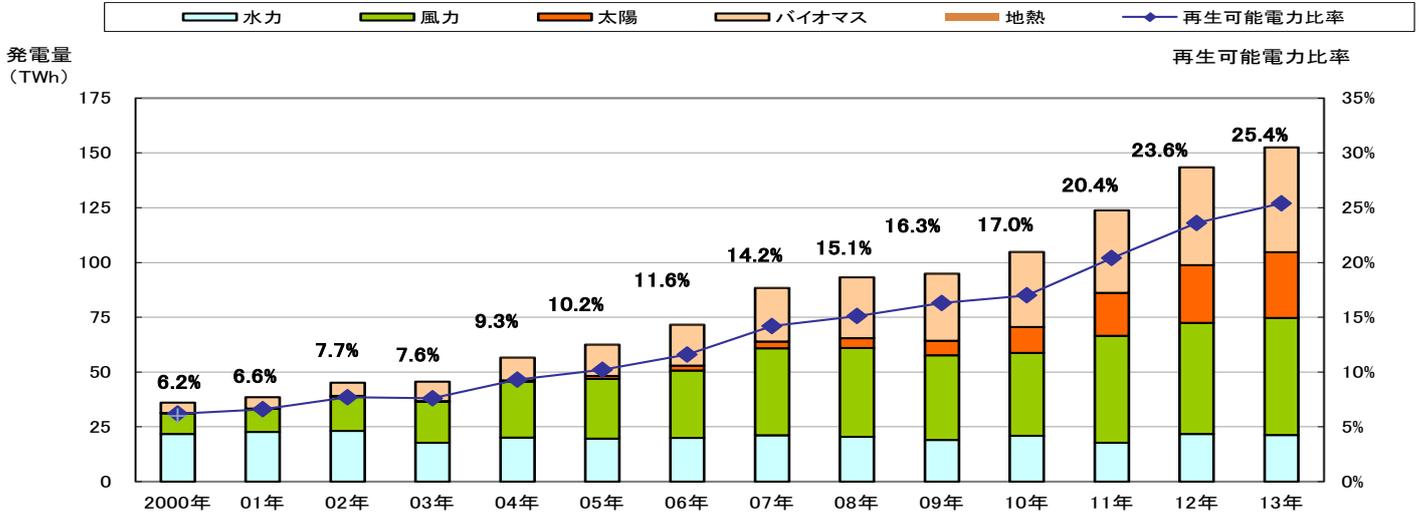
年月	法律改正/制度レビュー	法改正の主な改正事項	法改正の背景	買取電力量	FIT 賦課金額
2012年8月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment No.2) Order 2012 (SI 2012 No. 1393)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2012年8月1日以降の新規太陽光設備に適用の買取価格の引き下げ</li> <li>● 太陽光設備に適用される四半期ごとに逡減した FIT 買取価格の表を公表する業務を Ofgem に義務付け</li> <li>● 太陽光設備の導入に関する四半期ごとのデータを公表することをエネルギー国務大臣に義務付け（このデータは、次の四半期に適用される FIT 買取価格を算定する際に、Ofgem が利用）</li> <li>● 2012年8月1日以前の適格日である太陽光設備の売電価格は4.5 ペンズ/kWh まで引き上げられ、買取価格期間は25年から20年に短縮</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2012年2月から実施の Comprehensive Review Phase 2A に基づく改正</li> </ul>		
2012年10月	The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) (Amendment No.3) Order 2012 (SI 2012 No. 2268)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 発電容量50 kW以下の水力発電所が FIT 認定を受ける際の条項適用時の時間的制限を解除</li> </ul>			
2012年12月	The Feed-in Tariffs Order 2012 (SI 2012 No.2782)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● FIT Order 2012 は、FIT Order 2010 と制度開始以降の改正令を取りまとめて、以下の既存 Order を廃止 S.I. 2010/678 S.I. 2011/1181 S.I. 2011/1655 S.I. 2011/2364 S.I. 2012/671 S.I. 2012/1393 S.I. 2012/2268</li> <li>● エネルギー国務大臣に太陽光（既に情報公開済み）以外のエネルギー源を使用した適格設備の導入に関するデータ公表を義務付け</li> </ul>			
	Comprehensive Review Phase2B (2012/2/9～4/26)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 嫌気性消化、水力、CHP、風力の買取価格改定</li> <li>● 嫌気性消化、水力、CHP、風力の買取価格逡減メカニズム導入</li> <li>● ROO-FIT 認定設備およびコミュニティの太陽光プロジェクトに買取価格保証に伴う事前認定制度を導入</li> <li>● エネルギー効率要件からコミュニティエネルギースキームと学校を免除する条項に伴い、コミュニティの定義の確認</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● コンサルテーション実施時(2011年度末)に、FIT 制度施行以来2年近くが経過し、事業環境も変化したことから太陽光以外の技術についても発電価格を中心に見直しの必要性があるとされたため</li> </ul>		
2013年7月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) 2013 (SI 2013 No.1099)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● FIT ライセンス保持者がライセンス取り消しとなった場合、または破産した場合の FIT 発電事業者の処遇を規定</li> <li>● 期間平準化支払いの未払いから生じたコストの相互化に関する条項を規定</li> </ul>			
2013年12月	Energy Act 2013	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 買取対象とする対象設備の設備容量上限を5MWから10MWに引き上げる根拠法の改正</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 設備容量5MW超の地方共同体による再生可能エネルギー発電設備は、現行の大規模発電施設向けの支援制度である RPS 制度（RO 制度と呼ばれる）よりも手続きが複雑となる差額契約型 FIT への参加が難しいと考えられ、地方共同体によるこうした発電設備を固定価格買取制度の対象に含めることを意図した改正 ※本報告書の3.4.2.(2)参照</li> </ul>		
2014年7月	The Feed-in Tariffs Order (Amendment) 2014 (SI 2014 No.1061)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 特定の水力発電所について、Ofgem が認可した一次認定の取り下げ許可について規定</li> </ul>			



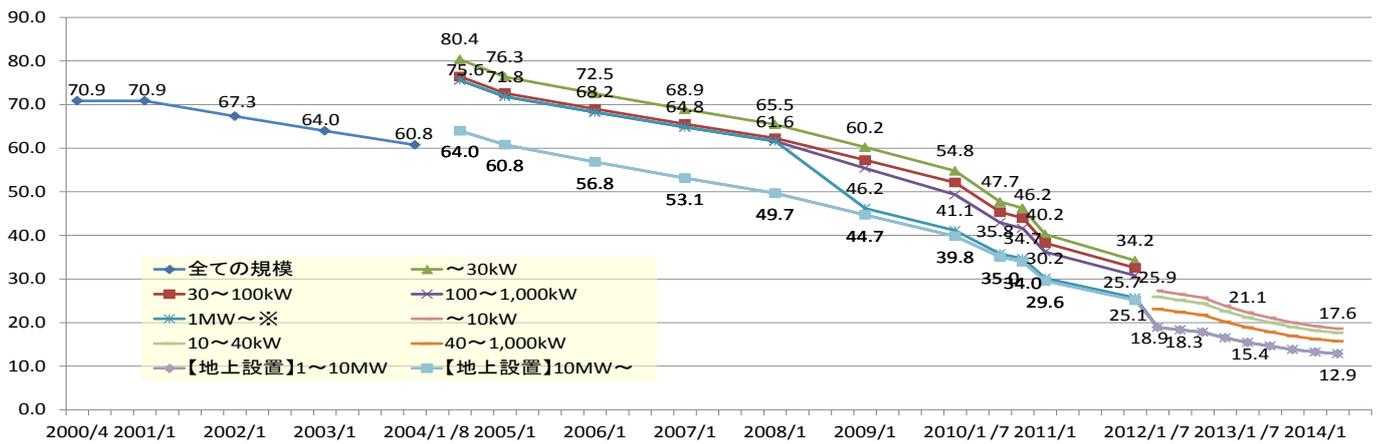
### 3.2 ドイツ

#### 3.2.1 FIT 施行後の導入量、買取価格、負担額の推移

【再生可能発電量】



【太陽光発電の買取価格 (円/kWh)】



【再生可能エネルギー法に基づく賦課金単価 (ユーロセント/kWh)】

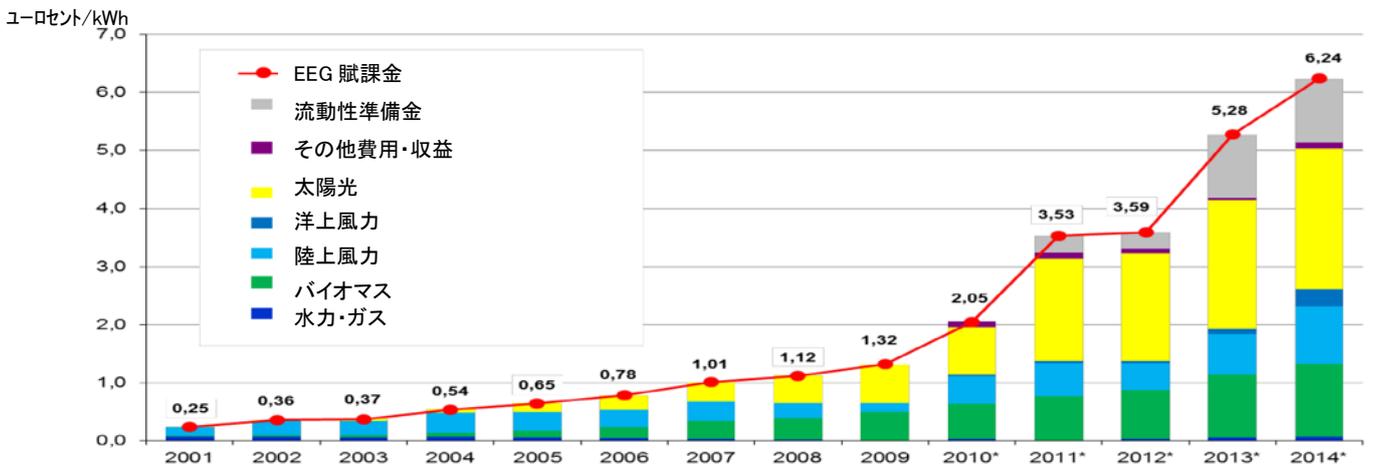
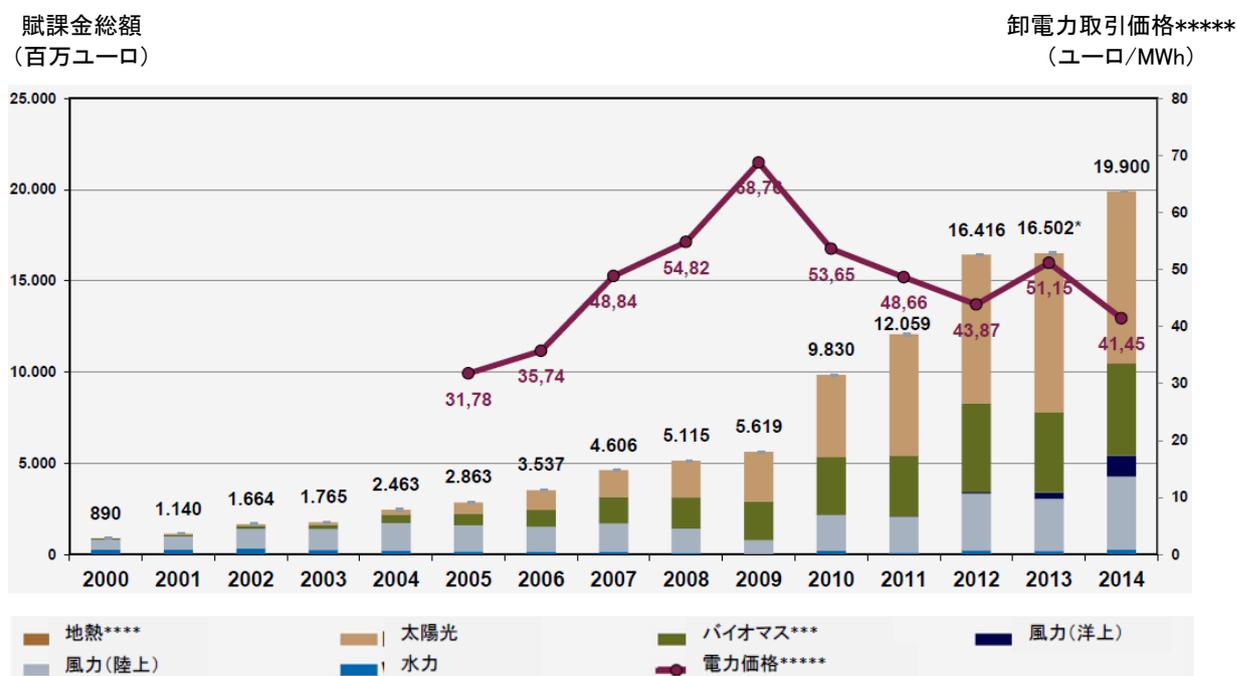


図 3-1 ドイツ：再生可能発電量、買取価格、賦課金単価の推移

出典) 連邦経済・エネルギー省資料より作成

ドイツの賦課金は2009年以降上昇幅が大きくなっているが、その背景としては①買取単価の高い太陽光発電の導入拡大、②大規模需要家を対象とした費用負担免除によるその他需要家の賦課金増額、③再生可能発電増加に伴う卸電力取引市場価格の低下などが指摘されている。

再生可能エネルギー法2009年改正法において、送電系統運用者は再生可能エネルギー法に基づく買取電力を卸電力取引市場で一括して販売し、卸電力の販売価格と再生可能発電事業者への支払い価格の差額を、全電力小売業者に請求する仕組みに変更した（2010年に完全施行）。この際の卸電力の販売価格は、私設市場（欧州エネルギー取引所）の1年物先物価格（ベースロード）の平均値（対象年の2年前の10月1日から前年の9月30日までの取引期間の平均値）を利用している。2009年をピークに卸電力取引価格が下落傾向であり、サーチャージ増額の要因となっている。



\* 2013～14年度は、EEG 賦課金を決定するための予測値。2013年、事前評価の予測よりも卸電力市場価格がかなり低かったために、より差額コストが生じている。  
 \*\*2012年からは、市場プレミアム、調整プレミアム、太陽光自家消費及び変動プレミアムの費用を含む  
 \*\*\*バイオガス、埋立ガス、メタンガスを含む固形、液体、ガス形状のバイオマス  
 \*\*\*\*表示外の地熱有り（2014年：2,600万ユーロ）  
 \*\*\*\*\*サーチャージ総額算出のための電力価格は、2009年までは前年の Phelix ベースロード先物平均（7月1日～6月30日）、2010～12年は市場収益から計算、2013年/14年は前年の Phelix ベースロード先物平均（10月1日～9月30日）

図 3-2 ドイツ：FIT サーチャージ総額と卸電力取引価格の推移

出典) エネルギー・水管理事業者協会 (BDEW) , “Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014) ”

### 3.2.2 FIT 施行後の主な法改正の背景、概要

#### (1) 2010年7月以降の太陽光発電の買取価格改定

ドイツでは、再生可能エネルギー法 2009 年改正法から、太陽光発電設備についてのみ、前年の新規導入設備容量に応じて、適用する買取価格を調整する仕組みが導入された。あらかじめ定められたしきい値となる設備容量との対比において、次年度に適用する買取価格が調整される。

しかし、2009 年以降、買取価格の改定（引き下げ）の直前に駆け込み需要が発生するようになり、その対応として緊急的なものも含めて、数次の法改正が行われた。ドイツにおける太陽光発電設備の単月新規導入量の推移は下図のとおり。

以下では、これら太陽光発電の買取価格改定の概要をとりまとめる。



図 3-3 ドイツ：太陽光発電設備の単月新規導入量の推移

出典) 連邦ネットワーク庁資料より作成

#### 1) 太陽光発電：2010年7月施行の緊急的な買取価格引き下げ

上述の再生可能エネルギー法 2009 年改正法に基づく既定の買取価格をさらに引き下げる形で、2010 年 7 月以降に設置する新規太陽光発電設備に適用する新たな買取価格を定めた再生可能エネルギー法改正法が、2010 年 8 月 17 日に官報で公布された。この背景には、2009 年に 3,802MW（特に 12 月だけで約 1,450MW）、2010 年上半期で 3,853MW の新規太陽光発電設備が導入されたことがある。

2010 年 5 月に連邦議会で承認された改正法案では、2010 年 7 月以降に設置される新規太陽光発電設備について、例えば屋根設置型の設備ではさらに 16%、適用する固定買取価格を引き下げることを予定していた。しかし、その後に連邦参議院での反対を受けて両院協議で修正され、7 月から 10 月までに 13%、10 月以降さらに 3% を段階的に引き下げることとなった。太陽光発電設備に適用される買取価格の推移は下表のとおり。

表 3-7 ドイツ：2010年に稼働開始する太陽光発電設備に適用する買取価格

単位：ユーロセント/kWh

エネルギー源		対象設備稼働年					
		2009年	2010年 1～6月	2010年 7～9月	2010年 10月～		
屋根設置型	30kW以下	43.01	39.14	34.05	33.03		
	30～100kW	40.91	37.23	32.39	31.42		
	100～1,000kW	39.58	35.23	30.65	29.73		
	1,000kW超	33.00	29.37	25.55	24.79		
自家消費分	自家消費率	-	-	30% 未満	30% 以上	30% 未満	30% 以上
	30kW以下	25.01	22.76	17.67	22.05	16.65	21.03
	30～100kW	買取 対象外	買取 対象外	16.01	20.39	15.04	19.42
	100～500kW			14.27	18.65	13.35	17.73
オープンスペース	区分なし	31.94	28.43	25.02	24.26		

出典) 連邦ネットワーク庁資料をもとに作成

なお、本改正において、自家消費分については、30kW以上の発電設備にも買取の適用範囲が拡大され、500kW未満の設備まで適用となった。買取価格は、年間の自家消費率によって異なり、自家消費率30%をしきい値として異なる価格が適用される。

また、2010年に改正された新法では、翌年の低減率を増減させる年間の導入設備容量のしきい値を3,000MWとし、3,000MWから前年の導入設備容量が500MW増えていくごとに(例：3,500MW)低減率を+1%(2011年)もしくは+3%(2012年)、500MW減るごとに低減率を-1%(2011年)もしくは-3%(2012年)とすることを規定していた。

本見直しは、議会に提出される再生可能エネルギー法の進捗報告書の提言に基づく、定期的な買取価格の改定プロセスとは異なる緊急的な措置である。

## 2) 太陽光発電：導入実績に応じた買取価格低減率の調整(2012年改正法)

2012年1月1日以降に稼働する新規設備に適用される再生可能エネルギー法2012年改正法では、太陽光発電の買取価格低減について、次ページ表のように規定している。

2010年7月に施行された法改正時と同様に、買取価格低減を調整するしきい値は、1年間に新規登録された設備容量3,000MWとしている。登録設備容量実績としきい値が±500MWより乖離した場合には、買取価格の低減率が調整される。また、半年ごとの買取価格調整の仕組みも導入されており、前年の10月1日から当該年の4月30日までに新規登録した設備容量に応じて、7月1日以降に稼働する新規設備に適用する買取価格が調整される。

表 3-8 ドイツ：2012 年改正法での太陽光発電の買取価格低減規定

**再生可能エネルギー法2012年改正法 第20条a 太陽光発電の買取価格低減**

- (1) 第32条および33条の買取価格は、2011年12月31日以降に稼動を開始した施設での発電電力に対し、第2項から7項に従って低減する。
- (2) 第32条および33条の買取価格は、第3項および4項を留保して、2012年から毎年1月1日付で、それぞれ前年の1月1日に適用されていた買取価格に対して9%低減する。
- (3) 第2項の低減率は、2012年以降、以下のとおり上昇する：それぞれ前年の9月30日までに、第17条2項1号により過去12ヶ月内に登録を行った施設の設備容量が
  1. 3,500メガワットを上回る場合、3.0%、
  2. 4,500メガワットを上回る場合、6.0%、
  3. 5,500メガワットを上回る場合、9.0%、
  4. 6,500メガワットを上回る場合、12.0%または
  5. 7,500メガワットを上回る場合、15.0%である。
- (4) 第2項の低減率は、2012年以降、以下のとおり減少する：それぞれ前年の9月30日までに、第17条2項1号により過去12ヶ月内に登録を行った施設の設備容量が
  1. 2,500メガワットを下回る場合、2.5%、
  2. 2,000メガワットを下回る場合、5.0%、
  3. 1,500メガワットを下回る場合、7.5%である。
- (5) 第32条および33条の買取価格は、2012年以降、それぞれ1月1日より適用されている買取価格に対し付加的に、それぞれの年の6月30日以降、翌年の1月1日前に稼動する施設での電力に対し低減する：これは前年の9月30日以降、それぞれの年の5月1日前の、第17条2項1号により登録された施設の設備容量に、12を乗じて7で除した場合、
  1. 3,500メガワットを上回る場合、3.0%、
  2. 4,500メガワットを上回る場合、6.0%、
  3. 5,500メガワットを上回る場合、9.0%、
  4. 6,500メガワットを上回る場合、12.0%、または
  5. 7,500メガワットを上回る場合、15.0%である。

出典) 再生可能エネルギー法 2012 年改正法をもとに作成

**3) 太陽光発電：導入実績に応じた買取価格低減率の調整（2012 年改正法）**

2012 年 2 月 24 日に、連邦環境・自然保護・原子炉安全省及び連邦経済・技術省（当時）は、新規の太陽光発電設備を対象とした固定買取価格のさらなる改定案を発表した。新規太陽光発電設備に適用する買取価格を 20～29%引き下げるとともに、設備容量 10MW 以上の太陽光発電設備は買取対象から除外すること、買取価格の改定頻度を半年ごとから月ごと

に変更等が提案された。

本改定案は、ドイツ連邦議会において、買取価格引き下げの施行日を2012年4月1日にするなどの修正を経て、2012年3月中旬に承認を得た。しかし、連邦参議院が、ドイツ連邦議会において承認された再生可能エネルギー法改正案の審議を一時的に停止し、両院協議会を招集してさらなる審議を行うこととなった。

2012年6月27日に、ドイツ連邦議会とドイツ連邦参議院の代表者によって構成される両院協議会において、新規の太陽光発電設備を対象とした買取価格を改定する再生可能エネルギー法改正案について合意が成立し、連邦官報での公布を経て、2012年4月1日に遡って改正法が施行された。主な改正内容は以下のとおり。

- 2012年4月1日以降の新規太陽光発電設備に適用する買取価格を20～29%引き下げ。設備容量10MW以上の太陽光発電は買取対象から除外。
- 買取対象の屋根設置設備に対する新たな出力区分として10～40kWの区分を導入し、買取価格を18.5セント/kWhに設定。
- 2012年4月1日以降に系統連系する10～1,000kWの設備は、買取対象電力量を年間発電量の90%に制限する。但し、買取量の制限の開始は、2014年1月1日以降。
- 買取対象とする太陽光発電設備の累積導入目標値を52GWとし、目標達成以降の新規設備は買取対象外となる。一方で、系統への優先接続・アクセスは、その後の新規設備にも保証される。

この改正法では、2012年4～10月の期間は、毎月1%の低減率が適用されて買取価格が決定する。2012年11月以降は、直近1年間の新規設置容量に応じて、-0.5%から2.8%の低減率が適用される。

表 3-9 ドイツ：2012年11月以降稼働の太陽光発電設備に適用される低減率

直近年間新規容量	7.5GW超	6.5～7.5GW	5.5～6.5GW	4.5～5.5GW	3.5～4.5GW
適用月低減率	2.8%	2.5%	2.2%	1.8%	1.4%
直近年間新規容量	2.5～3.5GW	2～2.5GW	1.5～2.0GW	1.5～1.0GW	～1.0GW
適用月低減率	1.0%	0.75%	0.5%	0%	-0.5%

出典) 連邦ネットワーク庁公表資料をもとに作成

例えば、2014年2～4月の買取価格には、2013年1～12月の新規設置容量が3,303MWであったため、法令の規定に基づき、年1.0%の低減率が適用された。

2012年4月以降に稼働する新規太陽光発電設備に適用される買取価格は、次ページ表のとおり。

表 3-10 ドイツ：2012年4月以降稼働の太陽光発電設備に適用される買取価格

単位：ユーロセント/kWh

形態	屋根設置				オープン スペース	適用低減率 (%/月)	【参考】 新規設置容量 (kW)
	出力 ~10kW	10~ 40kW	40~ 1,000kW	1~ 10MW			
買取量	70%	90%	90%	100%	100%		
買取価格 (稼働時期)							
2012年4月	19.50	18.50	16.50	13.50	13.50		358,998
5月	19.31	18.32	16.34	13.37	13.37	1.0%	254,232
6月	19.11	18.13	16.17	13.23	13.23	1.0%	1,790,921
7月	18.92	17.95	16.01	13.10	13.10	1.0%	521,918
8月	18.73	17.77	15.85	12.97	12.97	1.0%	328,829
9月	18.54	17.59	15.69	12.84	12.84	1.0%	978,022
10月	18.36	17.42	15.53	12.71	12.71	1.0%	611,278
11月	17.90	16.98	15.15	12.39	12.39	2.5%	434,966
12月	17.45	16.56	14.77	12.08	12.08	2.5%	330,102
2013年1月	17.02	16.14	14.40	11.78	11.78	2.5%	274,673
2月	16.64	15.79	14.08	11.52	11.52	2.2%	211,215
3月	16.28	15.44	13.77	11.27	11.27	2.2%	290,470
4月	15.92	15.10	13.47	11.02	11.02	2.2%	367,717
5月	15.63	14.83	13.23	10.82	15.63	1.8%	344,225
6月	15.35	14.56	12.99	10.63	15.35	1.8%	309,240
7月	15.07	14.30	12.75	10.44	15.07	1.8%	313,005
8月	14.80	14.04	12.52	10.25	14.80	1.8%	291,639
9月	14.54	13.79	12.30	10.06	14.54	1.8%	293,317
10月	14.27	13.54	12.08	9.88	14.27	1.8%	222,816
11月	14.07	13.35	11.91	9.74	14.07	1.4%	218,192
12月	13.88	13.17	11.74	9.61	13.88	1.4%	165,683
2014年1月	13.68	12.98	11.58	9.47	13.68	1.4%	192,990
2月	13.55	12.85	11.46	9.38	9.38	1.0%	110,357
3月	13.41	12.72	11.35	9.28	9.28	1.0%	155,680
4月	13.28	12.60	11.23	9.19	9.19	1.0%	163,025
5月	13.14	12.47	11.12	9.10	9.10	1.0%	203,668
6月	13.01	12.34	11.01	9.01	9.01	1.0%	188,431
7月	12.88	12.22	10.90	8.92	8.92	1.0%	343,178

出典) 連邦ネットワーク庁資料をもとに作成

## (2) 2012年改正法の背景、概要

ドイツでは、2011年8月4日付け官報で、「2012年再生可能エネルギー法改正法」が公布された。主な改正事項は以下のとおり。

### 1) 導入目標の長期化・引き上げ

改正法第1条において、再生可能エネルギーによる発電の割合を、2020年までに35%、2030年までに最低50%、2040年までに最低65%と段階的に引き上げていき、2050年には最低80%にするという目標を設定している（現行法では、2020年に少なくとも30%）。

### 2) 市場プレミアム制度オプションの導入

今回の改正を受けて、再生可能エネルギー発電事業者には、従来どおりの固定価格での売電に加えて、発電電力を直接市場で販売し、規定の計算式に従って算出される市場プレミアムを受け取るオプションが導入された。なお、2014年以降、2012年以降に新規稼動したバイオガス発電設備は、固定価格での売電は認められず、市場プレミアム制度に基づく直接市場販売の買取オプションのみが選択可能となる。

### 3) エネルギー源別の買取価格改定

上述の進捗報告書における発電コスト分析等の評価に基づき、2012年以降の新規設備に適用する買取価格の改定が行われた。主な改定の方向性は以下のとおり。

- ・ 陸上風力：新規設備に適用する買取価格の年低減率を、1%から1.5%に引き上げ
- ・ 洋上風力：通常よりも高い買取価格を短い期間適用する「前払いモデル」の導入
- ・ バイオマス：複雑な買取価格帯を簡素化し、買取価格水準を平均10~15%引き下げ  
新設の廃木材の焼却発電や液化バイオマス発電を、買取対象から除外
- ・ 太陽光：2012年以降、半年ごとに買取価格を調整する仕組みを導入（2011年同様）
- ・ 地熱：買取価格を全体的に引き上げ
- ・ 水力発電：新規設備に適用する買取価格低減の廃止

### 4) 大規模需要家を対象とした費用負担軽減措置の対象企業の拡大

費用負担軽減措置の対象要件について、1需要サイトにおける年間電力使用量のしきい値を10GWh超から1GWh超に引き下げるなど、対象企業の範囲を拡大した。あわせて、年間電力使用量の大きさに応じて、軽減措置によって支払うべきFITサーチャージ額をスライド式に決定する方式に変更し、対象企業と非対象企業の差が大きくなるような配慮を行った。なお、2012年1月1日に関連条項が施行されるため、2013年からFITサーチャージの減免が適用された（対象企業の申請締切：2012年6月30日）。

次ページに、2012年改正法に基づく大規模需要家の費用負担軽減措置の概要を示す。

表 3-11 ドイツ：2013 年以降の大規模需要家を対象とした負担減免措置の概要

### 軽減措置の対象要件

軽減措置の対象要件を、以下のとおり緩和（対象企業の範囲拡大）。双方の条件を満たした企業が、軽減措置の適用対象となる。

軽減措置の対象要件	2009 年法	2012 年法
直近会計年度の粗付加価値額に占める電力費用の割合	15%超	⇒ 14%以上
1 需要サイトにおける年間電力使用量	10GWh 超	⇒ 1GWh 超

### 軽減措置の内容

年間電力使用量の大きさに応じて、軽減措置によって支払うべきサーチャージ額をスライド式に決定する。軽減措置を受けてのサーチャージ額の決定方法は、下表のとおり。

年間電力使用量	軽減措置を受けて支払うべきサーチャージ額
A : 1GWh 超 ～10GWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1 需要サイト<sup>注1</sup>での年間電力使用量 1GWh までは、軽減措置なし</li> <li>・ 1GWh を超過した電力使用量分は、当該電力量に対するサーチャージの 90%を減免</li> </ul>
B : 10～100GWh	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1 需要サイトでの年間電力使用量 10GWh までは、上記 A と同様の方式で軽減措置を適用（8.1GWh*分のサーチャージを減免） * (10GWh-1GWh) × 0.9=8.1GWh</li> <li>・ 10GWh を超過した電力使用量分は、当該電力量に対するサーチャージの 99%を減免</li> </ul>
C : 100GWh 超 <sup>注2</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1 需要サイトでの年間電力使用量 100GWh までは、上記 B と同様の方式で軽減措置を適用（97.2GWh*分のサーチャージを減免） * (10GWh-1GWh) × 0.9+ (100GWh-10GWh) × 0.99=97.2GWh</li> <li>・ 100GWh を超過した電力使用量分は、当該電力量に対するサーチャージを 0.05 ユーロセント/kWh に軽減</li> </ul>

注 1) 改正法の第 41 条 4 項で、「需要サイトとは、一つの企業の全ての空間的、物理的に関連する電気設備の総和であり、(その電気設備は) 周囲から区切られた企業の敷地内にあり、送電事業者の送電網を通して、ひとつのまたは複数の電力受電点と結ばれている」とされているが、詳細な定義は、別途発行される実施庁（経済・輸出管理庁：BAFA）のガイドラインで定められている。

注 2) 企業全体での年間電力使用量が 100GWh 以上で、粗付加価値額に占める電力費用の割合が 20%以上の企業については、従来どおり全電力使用量に対するサーチャージを 0.05 ユーロセント/kWh に制限する軽減措置を適用。

2011 年度のように、軽減措置対象外の電力需要家の追加費用負担が 3.53 ユーロセント/kWh の場合、年間電力使用量が 1GWh から 200GWh の需要家の費用負担は下表のとおりとなる。

表 3-12 ドイツ：2012 年改正法に基づく大規模需要家の負担減免額の計算例

年間電力消費量 (GWh/年)	サーチャージ 負担電力量比率	EEG サーチャージ		負担減免額
		軽減前	軽減後	
1	100.0%	35,300 €	35,300 €	—
2	55.0%	70,600 €	38,830 €	31,770 €
3	40.0%	105,900 €	42,360 €	63,540 €
4	32.5%	141,200 €	45,890 €	95,310 €
5	28.0%	176,500 €	49,420 €	127,080 €
6	25.0%	211,800 €	52,950 €	158,850 €
7	22.9%	247,100 €	56,480 €	190,620 €
8	21.2%	282,400 €	60,010 €	222,390 €
9	20.0%	317,700 €	63,540 €	254,160 €
10	19.0%	353,000 €	67,070 €	285,930 €
25	8.2%	882,500 €	75,224 €	807,276 €
50	4.6%	1,765,000 €	84,049 €	1,680,951 €
75	3.4%	2,647,500 €	92,874 €	2,554,626 €
100 <sup>※</sup>	2.8%	3,530,000 €	101,699 €	3,428,301 €
200 <sup>※</sup>	1.4%	7,060,000 €	151,699 €	6,908,301 €

※ 粗付加価値額に占める電力費用の割合が 20%以上の企業については、従来どおり全電力使用量に軽減措置（0.05 ユーロセント/kWh）を適用（下表参照）

100	—	3,530,000 €	50,000 €	3,480,000 €
200	—	7,060,000 €	100,000 €	6,960,000 €

出典) 再生可能エネルギー法 2012 年改正法をもとに作成

### (3) 2014 年改正法の背景、概要

#### 1) 改正の背景：2014 年の FIT 制度に基づく賦課金

2013 年 10 月 15 日に、ドイツの 4 送電系統運用者は、2014 年の再生可能エネルギー法に基づく FIT 制度の賦課金額を公表した。2014 年の賦課金は 6.24 ユーロセント (8.7 円) /kWh となり、2013 年の 5.277 ユーロセント (7.4 円) /kWh から、約 1 ユーロセント増額となった。これはドイツの平均家庭電力需要家 (年間需要 3,500kWh) では、月に 18.72 ユーロ (2,621 円)、年間では 224.64 ユーロ (31,550 円) に相当する。

再生可能エネルギー政策の所管省である連邦環境・自然保護・原子炉安全省のアルトマイヤー (Altmaier) 大臣 (当時) は同日に声明を発表し、以下のように再生可能エネルギー法の早期改正の必要性を主張している。

#### 2013 年 10 月の Altmaier 環境相 (当時) による 2014 年賦課金額に対する声明

『もし連邦政府と州政府が電力料金の上昇を抑制する制御システムの導入で合意に至るのが遅すぎなければ、再生可能エネルギー賦課金の増額も避けられたであろう。ここ数年の再生可能エネルギー賦課金増額の早さは甘受できない。

2014 年の増額幅が 2013 年の増額幅の半分でしかない理由は、太陽光発電促進に関する新しい規則 (訳注: 2012 年 4 月施行の買取価格引き下げにかかる法改正) が成功を収めたことに加え、2012 年の天候条件に由来するものである (風力発電量が 10%少ない)。天候に関しては、この先の数年間どうなるか予測がつかない。

来年さらに賦課金が増えることで、新政府メンバー全員にとって、再生可能エネルギー法の根本的な改革が最重要課題であることが印象的なまでに明らかになった。

我々に必要なのは、より強固な、市場経済に原則に則り、新しい枠組みを持つ支援策、16 の州全てが責任を持つ、国家的な再生可能エネルギー拡大のためのコンセプト、電力過剰生産をなくし、CO<sub>2</sub> の排出が明らかに少なくする電力市場の新秩序である。

そのような根本的な改革によって、全ての関係者が信頼でき計画実現可能である形で成し遂げられ、料金を支払い可能なレベルにとどめたエネルギー変革の成功を確たるものにするのが可能になるのである。』

出典) 連邦環境・自然保護・原子炉安全省プレスリリースをもとに作成

## 2) 改正の経緯

### ① 新連立政権の政策協定で掲げられた改定内容

2013年9月の総選挙で勝利したメルケル首相率いる中道右派政党のキリスト教民主・社会同盟（CDU/CSU）と、中道左派政党の社会民主党（SPD）は、11月27日に大連立政権の樹立で合意した。その後、12月に実施された社会民主党の党員投票を経て、最終的に与党と野党第一党の両党による大連立政権が正式に誕生した。

両党で合意した連立政権の協定では、再生可能エネルギー法の今後の改定方針について、以下のような内容が盛り込まれている。

表 3-13 ドイツ：2013年11月連立協定文書での再生可能エネルギー法改定方針

全般	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 「費用負担が可能な電力価格」ということを重視し、より費用効果性が高い再生可能エネルギー促進制度にする</li> <li>◆ 新規発電設備に対しては、迅速かつ継続的に、過大な買取価格を引き下げ</li> <li>◆ 既存発電設備については、既存制度を引き続き適用</li> <li>◆ 全ての技術を対象として買取価格の継続的な低減を明確に規定</li> <li>◆ ボーナス規則を改めて精査し、広範囲で打ち切りを実施</li> <li>◆ 設備容量 5MW 以上の新規発電設備には、市場プレミアムを前提とした市場直接販売を義務化（遅くとも 2017 年に適用）</li> <li>◆ 卸電力取引市場がネガティブ価格になるような場合、新規発電設備は年間供給量の 5%以下について、無償で出力抑制の対象とする</li> </ul>
費用負担	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 大規模需要家を対象とした負担軽減措置を維持</li> <li>◆ グリーン電力利用の小売事業者を対象とした賦課金軽減の特権を打ち切り</li> <li>◆ 新規の自家発電設備を、FIT サーチャージの賦課対象に追加</li> </ul>
洋上風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 現実的な実現可能性にあわせて、2020 年までに 6.5GW という上限設定</li> <li>◆ 稼働当初に適用価格を引き上げる「スプリンターモデル」の適用期間を、2019 年末までに稼働した設備まで延長</li> <li>◆ 2030 年に 15GW という目標達成に向けて、年平均で設備容量 400MW のウィンドファームを 2ヶ所ずつ建設することを予定</li> </ul>
陸上風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 過大な買取価格を下げるために、特に風況のよい地域の買取価格を引き下げ</li> </ul>
太陽光	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 現行の導入量に応じた買取価格低減の仕組みを維持</li> </ul>
バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ さらなる拡大は主に廃棄物・残渣物資をエネルギー源とするものに限定</li> </ul>

出典) 連立協定文書をもとに作成

### ② 2014年1月に公表された EEG 改正の基本原則

2014年1月22日に、Sigmar Gabriel 連邦経済相は、内閣に対して「再生可能エネルギー法改革のための基本原則（Eckpunkte für die Reform des EEG）」を提出した。

その後に改正法案の閣議決定、連邦議会・連邦参議院での決議を経て、2014年8月に改

正法が施行された。

以下では、最終的な改正内容も踏まえて、この基本原則の概要をとりまとめる。

### ● 基本的な買取価格水準の考え方

ドイツにおける年間電力消費量は約 600TWh となっており、そのうちの約 25%が現行の再生可能エネルギー法（EEG）に基づく支援対象電力となっている。これら対象電源からの平均買取価格は 17 セント/kWh となっている。

再生可能電力の比率を 25%から 2020 年までに目標の 35%とするにあたって、追加的に必要となる約 60TWh/年の再生可能エネルギー発電については、改正後の新たな再生可能エネルギー法に基づき、より低コストで導入を図ることを目指す。

具体的には、2015 年に新規設置される再生可能エネルギー発電設備に適用する買取価格について、全体的に買取価格を引き下げるとともに、相対的にコストの低い陸上風力発電、太陽光発電に集中させることで、平均買取価格を 12 ユーロセント/kWh まで引き下げることがを想定している。

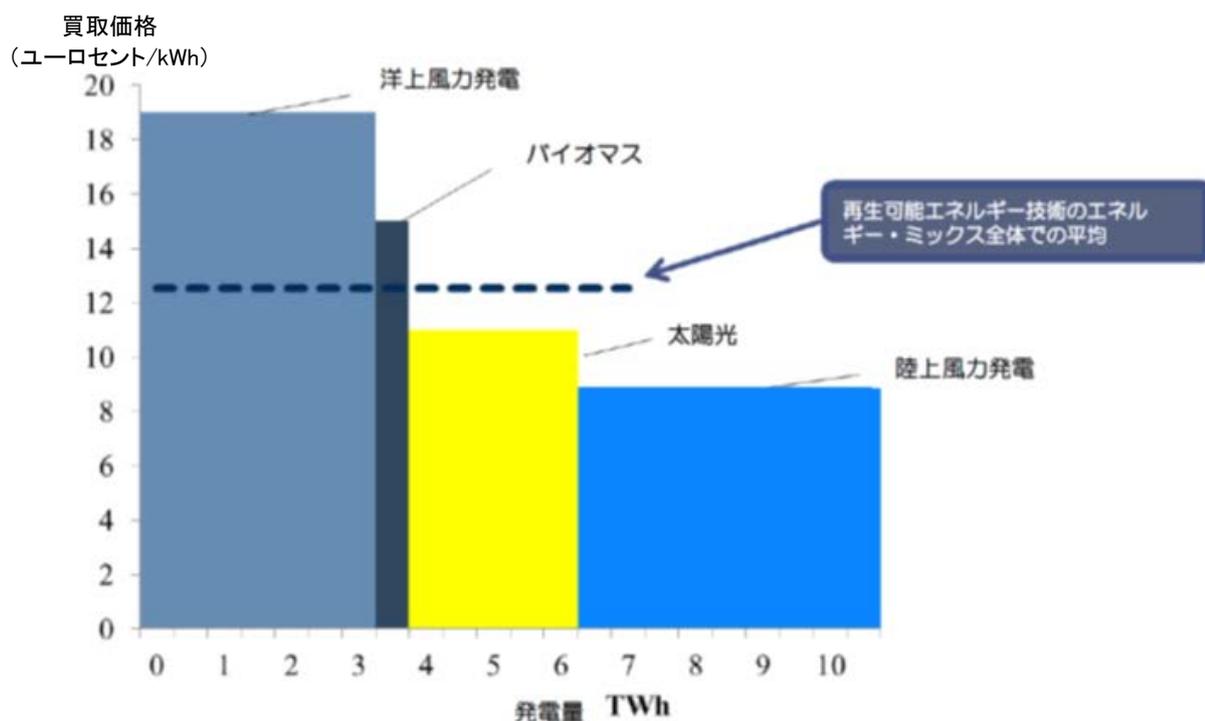


図 3-4 ドイツ：2015 年の新規再生可能エネルギー発電設備に適用する買取価格の構造  
出典) “Eckpunkte für die Reform des EEG” をもとに作成

なお、平均買取価格よりも買取価格が高いバイオマス発電は、廃棄物・残渣利用設備に集中することで発電量を大幅に制限する方針としている。他方、洋上風力発電については、未成熟な技術で買取価格が高いが、経済成長・雇用確保と結びついた技術革新・産業上のポテンシャルがあり、この技術へのさらなる投資は正当化されるとしている。

- **既存設備、既存事業計画の扱い**

2014年8月1日以降に稼働開始する新規再生可能エネルギー発電設備には、改正法の新たな買取価格が適用される。但し、2014年末までに稼働開始する設備で、2014年1月22日以前に認可を取得している設備については、既存の法令（2012年改正法）の買取価格を適用する措置がとられる。

既存設備については、今回の法改正により買取価格の変更は行われない。

- **再生可能エネルギー発電の導入計画**

改正法では、風力、太陽光、バイオマス発電について、年間の新規設置容量に目標値を定めての運用が予定されている。エネルギー源ごとに、年間の設置容量に上限を設ける方針が提示されており、「中間目標」として再生可能エネルギー法で明示することを想定している。エネルギー源別に提示されている「中間目標」は以下のとおり。

**支援対象とするエネルギー源別の中間目標値**

洋上風力	陸上風力	太陽光	バイオマス	地熱・水力
2020年まで： 6.5GW 2030年まで： 15.0GW	年間新規設置容量 2,500MW/年	年間新規設置容量 2,500MW/年	主に廃棄物・残渣 100MW/年	抑制措置を 設けず

出典）“Eckpunkte für die Reform des EEG” をもとに作成

- **市場への直接販売の義務化**

新規再生可能エネルギー発電設備は、段階的に市場での直接販売及び市場プレミアム制度の適用が義務化される。施行時期及び対象設備要件は以下のとおり。

施行時期	義務化される対象設備要件
2014年8月1日以降	設備容量 500kW 以上の新規発電設備
2016年1月1日以降	設備容量 250kW 以上の新規発電設備
2017年1月1日以降	設備容量 100kW 以上の新規発電設備

また、これまで市場プレミアムとあわせて、直接販売を選択した発電者に支払われていた管理プレミアムが廃止される。あわせて、グリーン電力利用の小売事業者を対象とした賦課金軽減の特権を打ち切る。

- **入札による買取価格決定手法の導入**

遅くとも2017年以降については、競争入札による買取価格決定メカニズムに移行することが決められている。こうした制度へ移行するためのパイロット計画として、太陽光発電設備向けの入札方式を試行導入し、毎年 400MW 規模の新規設備を募集するとしている。こ

の方式の試行導入に伴い、地上設置型太陽光発電設備は、すべて入札制度に移行することが決められている。

#### ● 自家発電を対象とした EEG 賦課金の賦課

原則として、新規の全自家発電設備を対象として、再生可能エネルギー法に基づく EEG 賦課金を賦課するような改正を行う。

これまで、自家消費は通常、再生可能エネルギー法に基づく賦課金を免除されてきた。既存設備については、この免除は対象のままで、設備を更新した場合についても、設備容量の増加率が 30%以下であればそのまま免除される。

2014 年 8 月 1 日以降に稼働した自家発自家消費設備は、基本的に再生可能エネルギー法賦課金を全額支払わなければならない。但し、再生可能エネルギー設備あるいは効率性の高いコジェネレーション設備による自家供給については、賦課金が軽減される。再生可能エネルギー設備と効率性の高いコジェネレーション設備が、新しい規定に柔軟に参加できるように、賦課金はまず 2015 年末までは本来の賦課金の 30 %、2016 年については 35%に軽減される。このパーセンテージは、これらの年にのみ適用される。この間に操業開始された設備と、その後操業開始された再生可能エネルギー設備と効率性の高いコジェネレーション設備は、2017 年から本来の賦課金の 40%に軽減された額を支払わなければならない。他方、その他の全ての従来型発電設備による自家供給では、今後再生可能エネルギー法賦課金を全額支払わなければならない。

10 kW 以下の小規模設備については、自家消費した分が 10MWh を超えない限りにおいて、自家消費に対する賦課金を免除される。更に、「未連系設備」、発電所による自家消費、かつ補助金請求権を行使せずに再生可能エネルギー設備だけから自家供給する最終消費者も、賦課金を免除される。

#### ● 大規模需要家を対象とした EEG サーチャージの減免措置

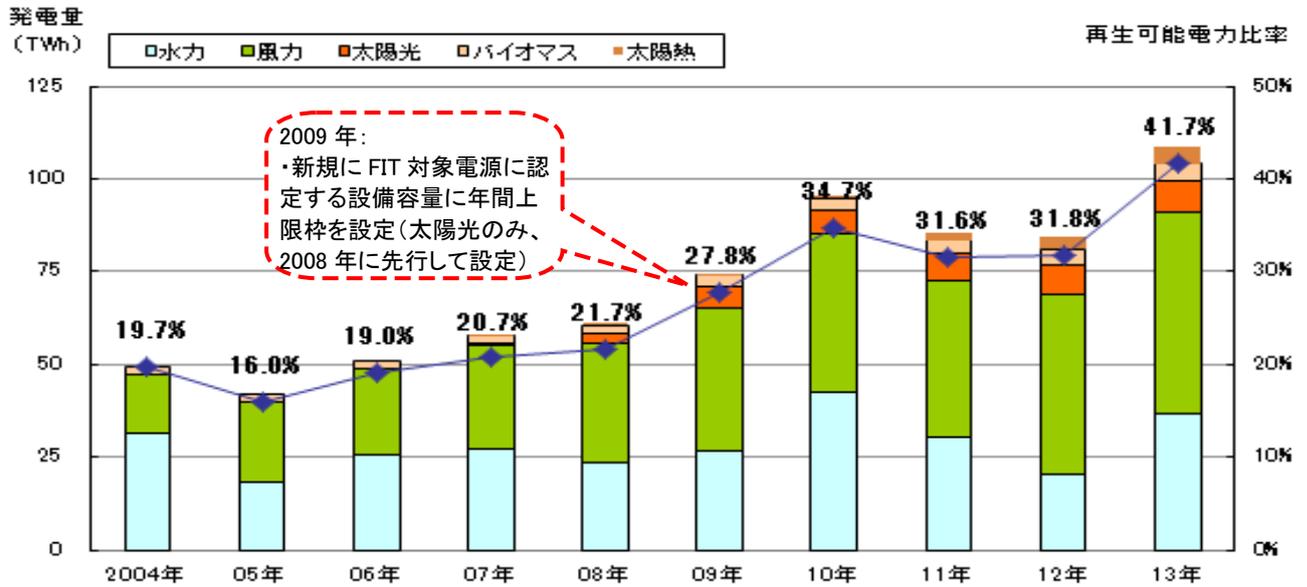
連邦政府は、現行制度が EU 競争法に抵触していないかの再調査を行った上で、2014 年第 3 四半期に、2015 年の減免措置に関する指示が出せるように即時合意を目指すとしているが、具体的な見直しの方向性については基本原則で記載されていない。

しかしながら、2014 年 8 月に施行された改正法では、対象企業要件を厳格化するとともに、負担軽減額の範囲を原則として賦課金額の 90~99%から 85%に縮小する措置がとられた。

### 3.3 スペイン

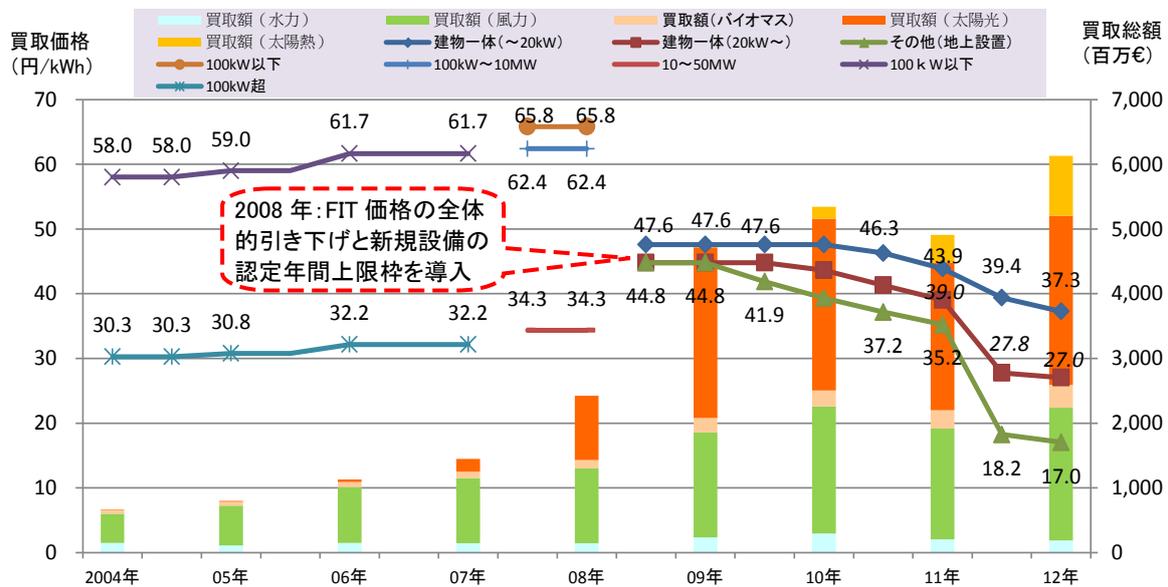
#### 3.3.1 FIT 施行後の導入量、買取価格、負担額の推移

##### 【再生可能発電量】



出典) 国家市場・競争委員会 (CNMC) 資料より作成

##### 【太陽光発電の買取価格 (円/kWh) と FIT による買取総額 (百万ユーロ)】



※2009年以前は、買取額に太陽熱と太陽光の区分がなく、すべて太陽光に合算

出典) スペイン産業・エネルギー・観光省資料をもとに作成

図 3-5 スペイン: 再生可能発電量、買取価格、負担額の推移

### 3.3.2 FIT 施行後の主な法改正の背景、概要

#### (1) 2006年6月施行の固定買取価格算出方法改定の背景

スペインでは、2004年3月に施行された RD 436/2004 に基づき、各エネルギー源別の買取価格等は「基準電力料金」に一定の比率を乗じる形で決定されていた。しかし、この方式が、2006年6月24日付け官報に公布された Royal Decree Law 7/2006 (RDL 7/2006) 「電力セクターに係る緊急政策」において改正された。具体的には、再生可能エネルギー電源（特別制度対象電源）の買取価格と基準電力料金とのリンクを外すことが決められた。また、この法律により、RD 436/2004 の上位法令となる 1997 年電気事業法の第 30 条にて規定されていた再生可能エネルギー電源からの買取価格を、基準電力料金の少なくとも 80%とするという基本条項もあわせて取り除かれることとなった。上記の RDL 7/2006 では、これまでの基準電力料金に対する比率に代わって、政府が補助額と方法を決定できることが規定されている。

この見直しの背景には、スペインの卸電力取引市場における電力価格の高騰がある。2005年には、渇水による水力資源の不足と燃料価格の高騰により、卸電力取引市場のプール価格は 50 ユーロ（7,000 円）/MWh 以上の状態が続いていた。



図 3-6 スペイン：卸電力取引市場の平均市場価格の推移

出典) スペイン風力発電協会 (AEE)、「Eólica' 14」

スペインでは、2005年時点で、次ページの図の通り、実態として約9割の風力発電事業者が、卸電力取引市場の1日前市場で電力を販売してプレミアム価格を受け取ることを選択している。

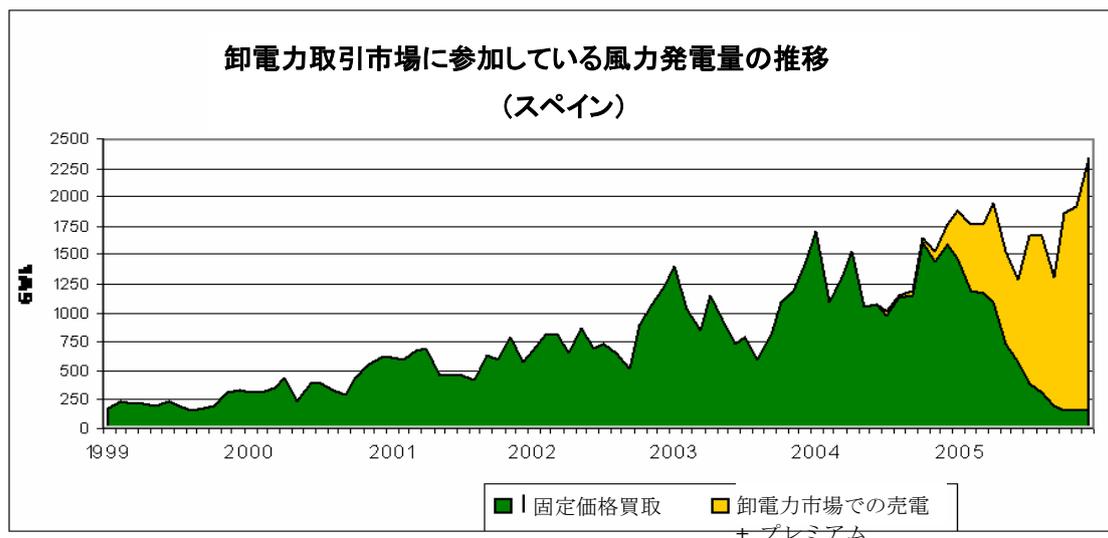


図 3-7 スペイン：卸電力取引参加の風力発電量推移

出典) 3rd Workshop of the International Feed-in Cooperation 発表資料

このように卸電力取引市場で売電をし、プレミアム価格（及びインセンティブ価格）を得ている風力発電事業者の平均的な売電収益は、2005年に1MWhあたり86.61ユーロ（12,125円）になった。政府は、同期間における系統限界価格（プール価格）の予想を32ユーロ（4,480円）/MWhとしており、結果として政府の目標としていた買取価格を30%も上回る売電収益を風力発電事業者が得ることとなった。このように、風力発電に対して「支援が厚くなりすぎた」こと、及びそれに対する財源（電力料金による徴収額）が不足したことが、この法律改正の背景にあり、緊急的な法改正が行われた。

なお、上述の新法（RDL 7/2006）では、2007年1月を期限として新たな規制及びインセンティブを決定するとしていた。最終的に、2007年5月になってRD 661/2007が公布され、エネルギー源ごとの固定買取価格、プレミアム価格が見直された。

あわせて、エネルギー源別に、プレミアム価格による支援を選択した場合に売電価格に加えて受け取れる額について、上限・下限価格がそれぞれ設定された。例えば、2009年稼働の新規陸上風力発電設備に対しては、9.0692ユーロセント（12.7円）の上限価格、7.6098ユーロセント（10.7円）の下限価格が設定されている。

## (2) 2008年9月施行の太陽光発電の買取価格改定の背景

スペインでは、2004年3月施行のRD 436/2004による制度改正で、太陽光発電に適用する買取価格を区分する対象設備のしきい値が100kWに変更され、100kW以下の新規設備の導入が促進された。また、2007年5月施行のRD661/2007による制度改正では、100kW超10MW以下の設備の買取価格が41.75ユーロセント/kWhに設定され、この区分の太陽光発電の申請が増加した。

表 3-14 ス페인：太陽光発電の買取価格改定と導入量推移

2003年(RD 2818/1998)		2004年(RD 436/2004)		年	発電量 (GWh)	設備容量 (MW)	設備数	単年度増加分 (MW)
5kW以下	39.6ユーロセント	100kW以下	41.44ユーロセント					
5kW超	21.6ユーロセント	100kW超	21.62ユーロセント	1995年	1	1		
				1996年	1	1		
				1997年	1	1		
				1998年	1	1	12	
				1999年	1	2	16	
				2000年	1	2	45	
				2001年	2	4	196	
				2002年	5	7	795	
				2003年	9	11	1,581	
				2004年	18	23	3,266	
				2005年	40	47	5,391	
				2006年	105	146	9,875	
				2007年	491	701	20,285	
				2008年	2,543	3,459	51,312	
				2009年	6,042	3,648	52,123	
				2010年	7,035	4,359	54,734	

2007年(RD 661/2007)		2008年制度改正後(RD 1578/2008)	
100kW以下	44.0381ユーロセント	建物一体型: 20kW以下	34.0ユーロセント
100kW超、 10MW以下	41.7500ユーロセント	建物一体型: 20kW超、2MW以下*	32.0ユーロセント
10MW超、 50MW以下	22.9764ユーロセント	その他(陸上設置型等): 10MW以下*	32.0ユーロセント

注：Real Decreto 1011/2009に基づき、建物一体型2MW、陸上設置型10MWの上限撤廃

(a) 買取価格の改定経緯

(b) 買取対象となる太陽光発電設備の導入量の推移

出典) 各種資料をもとに作成

こうした太陽光発電の急増を受けて、2008年9月施行のRD1578/2008に基づく制度改正によって、四半期ごとに買取対象とする太陽光発電設備の上限枠を設けることとなった。この上限枠は2009年には400MWと設定され、以降は年毎に変動し、前年の導入枠の110%の設備容量を上限とする（例えば、2010年は $400 \times 1.1 = 440$  MW）。但し、2009年、2010年は、非常に多くの設置申請が寄せられている状況なので、特例措置としてそれぞれ100MW、60MWを追加して年間500MWとしている。

制度改正時点における2008年までの年間導入量の推移と、2009年以降の年間上限枠の予測は以下のとおりである。

太陽光発電設備の年間上限枠

太陽光発電設備の年間設置容量の実績と将来予測

年	年間上限枠
2009年	500MW (400+100)
2010年	500MW (400×1.1+60)
2011年	484MW (440×1.1)
2012年	532MW (484×1.1)



図 3-8 ス페인：RD1578/2008に基づく新規太陽光発電の年間上限枠

出典) Instituto para la Diversificacion y Ahorro de la Energía (IDAE) 資料

### (3) 2010年12月以降のFIT制度廃止に至るまでの経緯

スペイン政府は、2013年7月13日に、電力市場改革の一環として、現行の再生可能エネルギー固定価格買取（FIT）制度を撤廃し、新制度に移行することを公表した。

この背景には、2013年度は45億ユーロ（6,300億円）にのぼると予想される電力料金徴収不足による電力会社の赤字の問題がある。スペインでは、2003年に電力小売市場の自由化が完全施行された際の制度設計にあり方に起因して、FIT制度のサーチャージを含む電力料金の徴収不足が続き、電力会社の累積赤字が拡大する結果を招いた。2009年末時点の、2001年以降の電力料金徴収不足による債権総額は220億ユーロ（3.08兆円）となっており、2010年以降、政府も赤字解消の対策に乗り出していた。

まずは、2010年12月の緊急的な法改正により、未徴収分の電力料金を補填するために、発電事業者にもサーチャージ賦課を系統利用料金として課すこととし、その後にこの発電事業者へのサーチャージ賦課について、再生可能エネルギー発電設備も対象とすることとした。また、風力発電、太陽熱発電、太陽光発電について、年間に買取対象とする時間数に上限を設けて、発電する日照・風況条件のよい設備については、しきい値を超えて発電した時間分は売電価格のみでインセンティブを付与しないことが決められた。なお、この2010年12月の法令に基づくインセンティブを付与する年間上限時間の設定は、既存設備にも遡及して適用された。

また、2012年2月に、FIT制度に基づく新規買取を、事前登録されたプロジェクト以外は一時凍結する改正法が成立した。加えて、2013年2月には、再生可能エネルギー発電事業者が選択可能であった電力市場価格にプレミアムを加えて支援を受けるフィードインプレミアム（FIP）制度のオプションが廃止され、固定価格買取（FIT）の売電オプションしか選択ができなくなった。これも既存設備に遡及して適用されている。

2010年12月以降のスペインにおけるFIT制度の主な改正動向は以下のとおり。

表 3-15 スペイン：2010年12月以降のFIT制度の主な改正動向

年月	根拠法令	遡及適用有無	概要
2010年12月	RD1614/2010 RDL14/2010	○	・ 既存設備を含む風力発電、太陽熱、太陽光発電設備に買取価格（インセティブ）を適用する年間上限時間の導入 ・ FIT対象電源にも系統利用料金（Access Tariff）（0.5€/MWh）を適用
2012年1月	RDL1/2012		・ 新規再生可能エネルギー発電設備のFIT制度への登録停止
2013年1月	L15/2012	○	・ 全電源の売収入を対象とした一律7%の課税
2013年2月	RDL2/2013	○	・ 買取価格の年次インフレ調整方法の変更 ・ プレミアム価格買取（FIP）オプションを廃止し、固定価格買取（FIT）オプションへの一本化

出典）各種資料をもとに作成

こうしたなか、スペイン政府は、2013年7月13日に、電力市場改革の一環として、現行のFIT制度を撤廃し、新制度に移行することを公表した。その後、2014年6月6日付けで、再生可能エネルギー・廃棄物発電に対する新たな支援制度を規定した政令(Real Decreto 413/2014)が成立し、既存設備も含めて従来のFIT制度が廃止された。

新たな支援制度の概要は以下のとおり。

表 3-16 スペイン：2014年6月のRD413/2014に基づく新たな支援制度の概要

目的	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 新たな支援制度に基づき、産業・エネルギー・観光省が、発電システムの安定化・低コスト化を図り、従前の固定価格買取制度で年々増大した累積負債を食い止め、投資家に安心をもたらすための制度改革を実施。</li> <li>◆ 新たな支援制度では、市場での売電収益以外の追加支援額として、支援制度対象電源の閉鎖までの期間に設備に支払われる額は、約1,400億ユーロとなる見込み。</li> </ul>
対象設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 新制度は、再生可能エネルギー、コージェネ、廃棄物発電の既存設備に遡及して適用されるとともに、新規設備を対象とする。</li> <li>◆ 従来制度における支援対象とする設備の容量上限(100MW)を撤廃。</li> </ul>
支援水準	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 妥当な投資利益の確保を重視し、設備の閉鎖までの期間の投資収益率(IRR)として約7.4%を想定。</li> <li>◆ 市場価格で妥当な収益が得られないと判断された設備には「特定(支援)料金」が支払われる。</li> <li>◆ 「特定(支援)料金」は、設備運営コストをより正確に考慮・反映させ、固定支援額(投資額、運転・維持費)と、変動支援額(燃料費、運転・維持費)を分けて取り入れる。</li> <li>◆ 既存設備のうち、これまでの投資収益率が7.5%を超過していると判断された設備には、インセンティブの付与を打ち切り。</li> <li>◆ 各設備の支援水準の評価条件も規定され、6年ごと、3年ごと、または毎年の修正を想定。</li> </ul>
導入に伴う影響	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 新たな支援制度の実施により、2014年の「特定(支援)料金」は約17億ユーロ減を見込んでいる。</li> </ul>

出典) 産業・エネルギー・観光省プレスリリースをもとに作成

### 3.4 イギリス

#### 3.4.1 FIT 施行後の導入量、買取価格の推移

イギリスにおける 2010 年 4 月の FIT 制度施行後、四半期ごとの新規太陽光発電に適用する発電価格と設備容量の推移は下図のとおり。

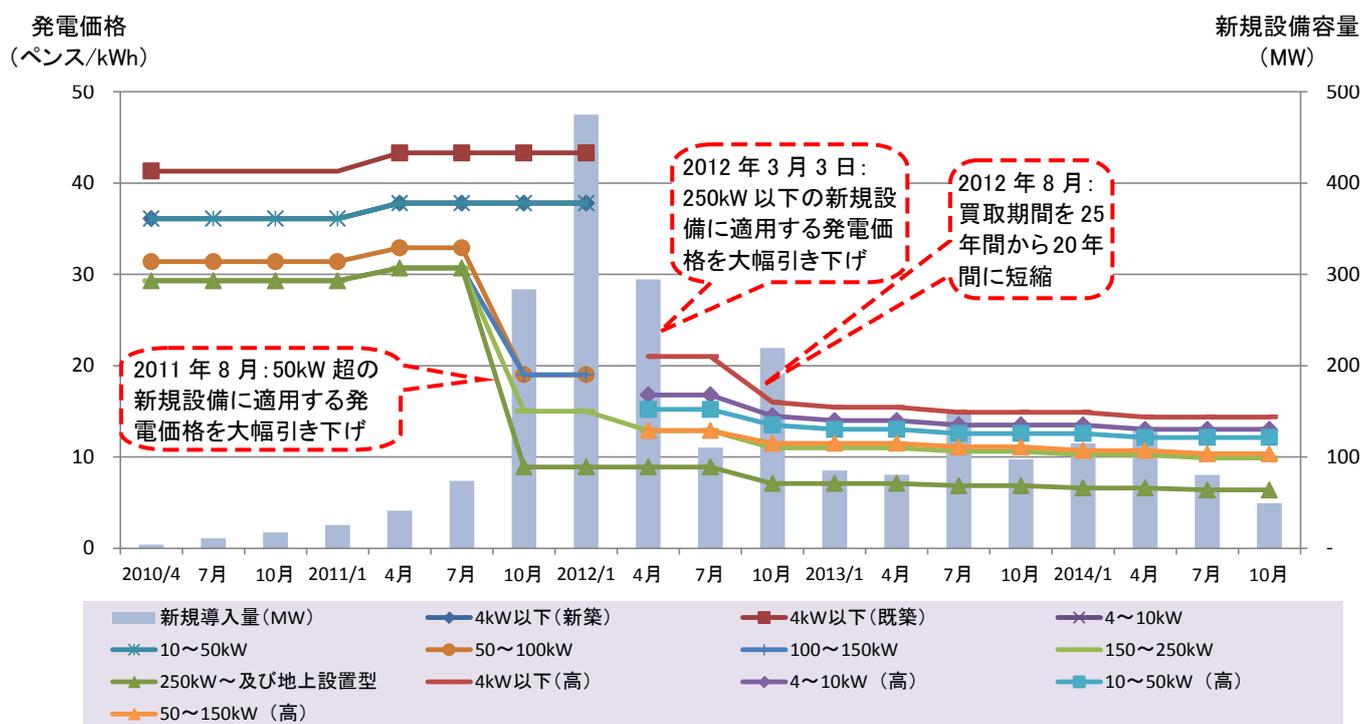


図 3-9 イギリス：新規太陽光発電に適用する発電価格と新規設備容量の推移

出典) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) 公表資料をもとに作成

2011 年の 10~12 月、2012 年 1~3 月の新規設備容量が急増しており、それに対応して 2012 年 3 月 3 日以降の新規設備に対して、大幅に減額された買取価格が適用されている。

FIT 制度への設備登録件を見ても、制度 2 年目の 2011 年度に太陽光の設備登録件数は急激な伸びを見せたが、翌年度には買取価格が低減・抑制されたため、登録件数は大幅な減少となった。

登録件数の増減は、法改正及び規定された低減率による影響が出ており、電力・ガス市場規制局 (Ofgem) も、年次報告書において分析を行っている。2011 年度に入り、太陽光発電設備を中心として登録件数が急増したが、数次にわたる発電価格の改定に伴い減少し、登録件数は 1 ヶ月あたり 10,000 件前後で推移するようになった。

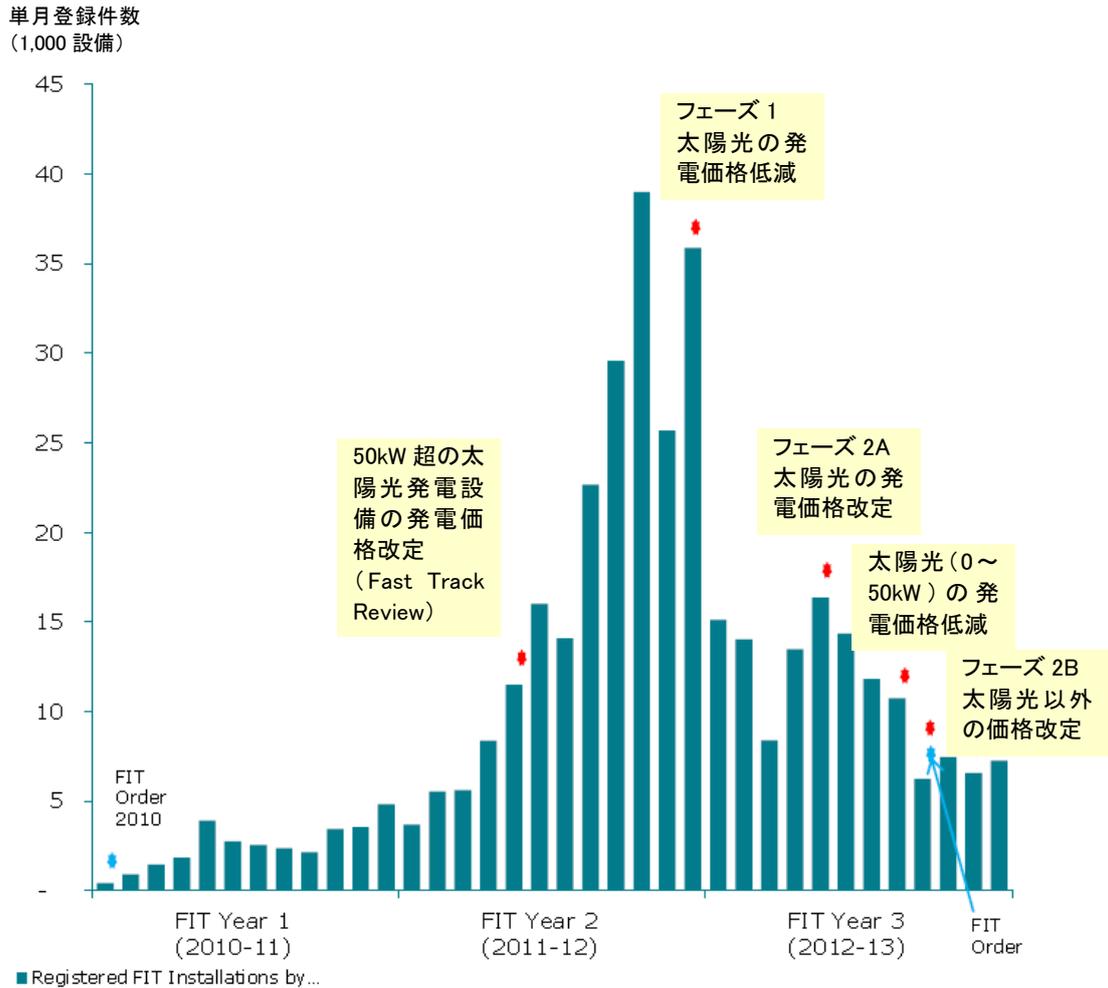


図 3-10 イギリス：発電価格改正に伴う新規 FIT 設備登録件数への影響

出典) Ofgem, “Feed-in Tariff, Annual Report 2012-13”

### 3.4.2 FIT 施行後の主な法改正の背景、概要

#### (1) 2010 年 4 月の小規模設備向け FIT 制度導入の経緯

イギリスは、EU 再生可能エネルギー利用促進指令 (2009/28/EC) で、2020 年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの導入比率を、現行の導入量の約 10 倍に相当する 15%まで引き上げる目標が設定されている。この目標達成のために、2008 年 6 月に、イギリス政府は再生可能エネルギー導入戦略に関するコンサルテーションペーパー (Consultation on the Renewable Energy Strategy) を公表した。

イギリスでは、2002 年 4 月より、供給事業者 (電力小売事業者) に、販売電力量のうち、一定比率の再生可能電力導入を義務付ける Renewables Obligation (RO) 制度と呼ばれる RPS 制度を導入し、再生可能電力の導入促進を進めてきた。

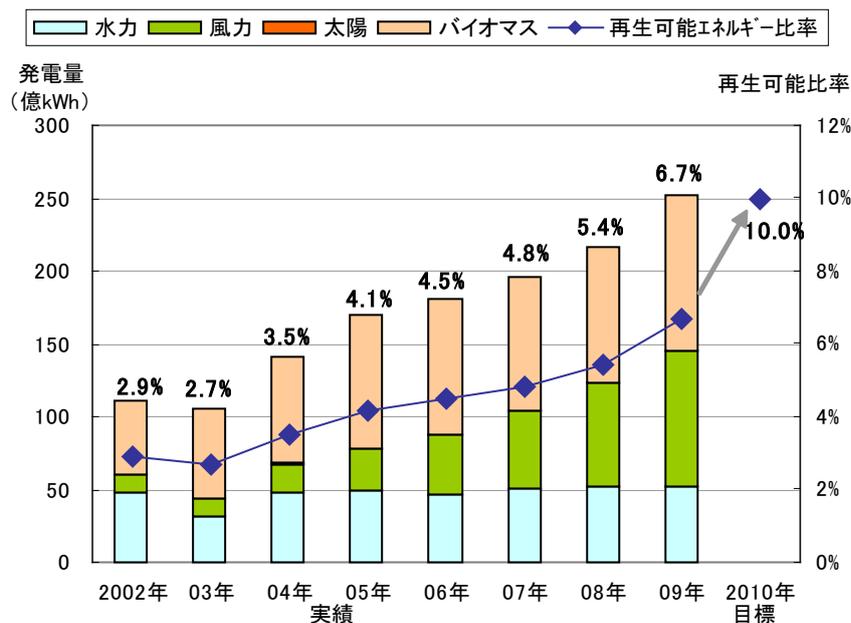


図 3-11 イギリス：再生可能電力の導入状況（2009年時点）

出典）エネルギー・気候変動省（DECC），“Digest of United Kingdom Energy Statistics 2010”

上図のように、2002年度のRO制度の施行以降、2010年の目標達成に向けては厳しい状況であるものの、再生可能エネルギー源による発電量は順調に増加している。政府は、上記のコンサルテーションペーパーにおいても、RO制度の有効性は評価して、引き続き主要な施策手段として再生可能電力の導入促進を進めていくことを表明した。

但し、このコンサルテーションペーパーでは、2020年の目標達成に向けては「小規模の再生可能熱・発電設備に対するより効果的な金銭的支援」を実現するための手法検討が論点の一つとされた。具体的には、小規模再生可能エネルギー発電設備の支援制度として、「RO制度よりも実効性が高い可能性のある固定価格買取制度」の導入の是非が検討課題に挙げられた。この背景には、RO制度が、エネルギー業界の専門家を主な対象とした非常に複雑な制度であるという評価があり、特にエネルギー業界以外の者（コミュニティや個人家庭等）が設置する小規模発電設備の導入促進のあり方が検討されたことがある。

2008年11月26日に成立した2008年エネルギー法（Energy Act 2008）では、国務大臣（エネルギー・気候変動大臣）に対して、「小規模低炭素発電（small-scale low-carbon generation of electricity）」を促進するための財政支援に関する措置、具体的には固定価格買取制度を導入する権限を与えている。その後には制度設計の検討が進められ、2010年4月より小規模発電設備を対象とした固定価格買取制度が導入された。

## (2) 2013年エネルギー法における対象設備容量の拡大の背景

2013年12月18日に、イギリスでは、2013年エネルギー法（Energy Act 2013）が発効した。この2013年エネルギー法では、主に差額契約型（CfD）FITや容量市場の導入といった電力市場改革にかかる内容が規定されている。

それに加えて、2010年4月から施行されている現行の小規模再生可能エネルギー発電設備向けの固定価格買取制度について、買取対象とする対象設備の設備容量上限を5MWから10MWに引き上げる改正が行われた。

この背景には、大規模再生可能エネルギー発電設備を対象とした支援制度として、電力市場改革を通じた差額契約型FITの導入がある。現行の固定価格買取制度は、家庭や地域共同体（コミュニティ）、小規模事業者を主な対象として、申請手続き等を容易にすることを目的としている。設備容量5MW超の地方共同体による再生可能エネルギー発電設備は、現行の大規模発電施設向けの支援制度であるRPS制度（RO制度と呼ばれる）よりも手続きが複雑となる差額契約型FITへの参加が難しいと考えられ、地方共同体によるこうした発電設備を固定価格買取制度の対象に含めることを意図した改正となっている。

固定価格買取制度を規定する政令（Order）改正にかかるコンサルテーションが実施され、2015年以降に買取対象として適格となる地方共同体の定義、買取価格水準等について意見募集が行われる予定となっている。