

# 諸外国の再生可能エネルギー 固定価格買取制度の調査結果



# 目次

---

|                               |    |
|-------------------------------|----|
| 1. まとめ（主要国における整理表）            | 1  |
| 2. ドイツ                        | 5  |
| 2.1. 買取価格の設定根拠                | 6  |
| 2.1.1. 買取価格設定の根拠法令            | 6  |
| 2.1.2. 買取価格設定の手順、考え方          | 6  |
| 2.1.3. 買取価格設定にあたっての回避可能原価の考え方 | 6  |
| 2.1.4. 買取価格設定にあたっての第三者意見の聴取   | 7  |
| 2.2. 買取価格見直しの仕組み              | 8  |
| 2.2.1. 買取価格見直しの根拠法令           | 8  |
| 2.2.2. 買取価格見直し着手の要件           | 9  |
| 2.2.3. 買取価格設定にあたっての発電コストの調査方法 | 15 |
| 2.3. 買取価格設定に関する課題             | 18 |
| 3. スペイン                       | 19 |
| 3.1. 買取価格の設定根拠                | 20 |
| 3.1.1. 買取価格設定の根拠法令            | 20 |
| 3.1.2. 買取価格設定の手順、考え方          | 20 |
| 3.1.3. 買取価格設定にあたっての回避可能原価の考え方 | 22 |
| 3.1.4. 買取価格設定にあたっての第三者意見の聴取   | 23 |
| 3.2. 買取価格見直しの仕組み              | 25 |
| 3.2.1. 買取価格見直しの根拠法令           | 25 |
| 3.2.2. 買取価格見直し着手の要件           | 26 |
| 3.2.3. 買取価格設定にあたっての発電コストの調査方法 | 31 |
| 3.3. 買取価格設定に関する課題             | 34 |
| 4. イギリス                       | 36 |
| 4.1. 買取価格の設定根拠                | 37 |
| 4.1.1. 買取価格設定の根拠法令            | 37 |
| 4.1.2. 買取価格設定の手順、考え方          | 38 |
| 4.1.3. 買取価格設定にあたっての回避可能原価の考え方 | 41 |
| 4.1.4. 買取価格設定にあたっての第三者意見の聴取   | 42 |
| 4.2. 買取価格見直しの仕組み              | 43 |
| 4.2.1. 買取価格見直しの根拠法令           | 43 |
| 4.2.2. 買取価格見直し着手の要件           | 44 |
| 4.2.3. 買取価格設定にあたっての発電コストの調査方法 | 48 |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>参考資料</b> .....                        | <b>50</b> |
| 参考資料 1 : EEG進捗報告書 2011 年ー太陽光発電背景調査 ..... | 51        |
| 参考資料 2 : スペインにおける発電原価調査 (太陽光発電) .....    | 96        |
| 参考資料 3 : イギリスにおける発電原価調査 (太陽光発電) .....    | 101       |

注 1) 本報告書では、全篇にわたり原則として以下の為替換算レートを利用

|        |     |            |       |
|--------|-----|------------|-------|
| ・ 1ユーロ | (€) | =100ユーロセント | =120円 |
| ・ 1ポンド | (£) | =100ペンス    | =140円 |

注 2) 本報告書に掲載しているWebサイトのリンクは、2011 年 11 月末時点のもの

# 1. まとめ(主要国における整理表)

---

本章では、固定価格買取 (FIT) 制度を施行している欧州諸国のうち、ドイツ、スペイン、イギリスの主要3ヶ国について、2011年10月末時点で入手している公表情報をもとに、買取価格の設定手続き、見直し手続き等の制度概要を論点別に整理表にした。

整理表で取り上げた論点は、以下のとおり。

| 表タイトル             | 具体的な論点  | ページ  |
|-------------------|---|------|
| 表1：買取価格の設定手続き     | <ul style="list-style-type: none"><li>・ 法的根拠</li><li>・ 主務官庁</li><li>・ 検討実施主体</li><li>・ 設定の手順、考え方</li><li>・ 設定にあたっての第三者意見の聴取</li></ul> | 2ページ |
| 表2：買取価格の見直し手続き    | <ul style="list-style-type: none"><li>・ 買取価格見直しに関する法的根拠</li><li>・ 見直し着手の要件</li><li>・ 買取対象設備容量の把握・公表方法</li></ul>                       | 3ページ |
| 表3：買取価格設定のための背景調査 | <ul style="list-style-type: none"><li>・ 発電コスト算定のための背景調査</li><li>・ 発電コスト算定の際のシステム価格把握方法</li></ul>                                      | 4ページ |

なお、上記の具体的な論点の詳細情報については、次章以降、各国別にとりまとめているので参照いただきたい。

表 1 買取価格の設定手続き

|                   | ドイツ   | スペイン   | イギリス   |        |          |        |                   |           |    |          |   |
|-------------------|---|--|--|--------|----------|--------|-------------------|-----------|----|----------|---|
| 法的根拠              | <p><b>再生可能エネルギー法</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>下位の政令等で買取価格を規定せず、再生可能エネルギー法の中でエネルギー源別に規定</li> </ul>   | <p><b>1997年電気事業法</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>第30条に基づき、政令により買取価格を規定</li> </ul> <p>※ 制度開始当初は、1997年電気事業法に基づき基準電力料金の少なくとも80%と規定されていたが、2006年の法改正によりその条項を撤廃</p>   | <p><b>2008年エネルギー法 第41条</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー国務大臣は、必要に応じて、コンサルテーションの実施、及び修正草案の議会における承認手続きを経て、買取期間・買取価格を設定可能</li> </ul>                                     |        |          |        |                   |           |    |          |   |
| 主務官庁              | <ul style="list-style-type: none"> <li>連邦環境・自然保護・原子力安全省(BMU)</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>産業・観光・商業省</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー・気候変動省(DECC)</li> </ul>  |        |          |        |                   |           |    |          |   |
| 検討実施主体            | <ul style="list-style-type: none"> <li>連邦環境・自然保護・原子力安全省(BMU)</li> </ul> <p>※ ドイツでは、固定価格買取制度の枠組み法令である再生可能エネルギー法の本文に買取価格を規定しているため、最終的な決定主体は連邦議会となり、議会の審議の中で買取価格が修正された事例がある</p>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>産業・観光・商業省</li> <li>スペイン省エネルギー多様化研究所(IDAE)</li> <li>国家エネルギー委員会(CNE)</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー・気候変動省(DECC)</li> </ul>  |        |          |        |                   |           |    |          |   |
| 設定の手順、考え方         | <ul style="list-style-type: none"> <li>連邦議会へ提出する再生可能エネルギー法の進捗報告書において、標準的な設備の発電コストをエネルギー源別に算出し、その結果に基づいて新規設備に適用する買取価格の見直しを提言</li> <li>進捗報告書の提言をもとに連邦議会で審議が行われ、最終的な買取価格を決定</li> </ul> <p><b>例：2007年進捗報告書における標準的な太陽光発電施設における発電コストの参照値</b></p> <p>出典)2007年再生可能エネルギー法進捗報告書</p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>産業・観光・商業省の外郭団体であるスペイン省エネルギー多様化研究所(IDAE)が、中立的な立場で、「標準的な条件」の参照設備(パラメーター)を設定し、それに基づいて、固定買取価格案を算定する作業を実施</li> <li>現行の買取価格を規定する政令(RD661/2007)の策定時には、設備稼働のライフサイクル全体で7~8%の利益率水準で固定買取価格を設定</li> </ul> <table border="1"> <tr> <td>バイオマス、バイオガス、太陽熱発電</td> <td>8%の利益率</td> </tr> <tr> <td>風力、太陽光発電</td> <td>7%の利益率</td> </tr> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>プレミアム価格は、以下の利益率を前提として設定</li> </ul> <table border="1"> <tr> <td>バイオマス、バイオガス、太陽熱発電</td> <td>7~11%の利益率</td> </tr> <tr> <td>風力</td> <td>5~9%の利益率</td> </tr> </table> <p>出典)国家エネルギー委員会(CNE),“Annual report-2007”及びIDAE資料</p> | バイオマス、バイオガス、太陽熱発電  | 8%の利益率 | 風力、太陽光発電 | 7%の利益率 | バイオマス、バイオガス、太陽熱発電 | 7~11%の利益率 | 風力 | 5~9%の利益率 | <ul style="list-style-type: none"> <li>設置条件のよい発電設備が、実質ベース5~8%の投資収益率を得られるような買取価格を設定</li> <li>ドイツ(4~7%を想定)よりも高い比率としたのは、両国の融資(金融)環境の違いを考慮したため</li> <li>また、異なる技術の設備導入にかかるリスク、及びこれらのリスクが投資家の投資意欲に与える影響を考慮して5~8%という数字を設定</li> <li>なお、太陽光発電については、他の小規模再生可能エネルギー源と比較して成熟したエネルギー源であるため、投資収益率が5~6%となるよう買取価格を提案</li> </ul> |
| バイオマス、バイオガス、太陽熱発電 | 8%の利益率  |  |  |        |          |        |                   |           |    |          |   |
| 風力、太陽光発電          | 7%の利益率  |  |  |        |          |        |                   |           |    |          |   |
| バイオマス、バイオガス、太陽熱発電 | 7~11%の利益率   |  |  |        |          |        |                   |           |    |          |   |
| 風力                | 5~9%の利益率  |  |  |        |          |        |                   |           |    |          |   |
| 設定にあたっての第三者意見の聴取  | <ul style="list-style-type: none"> <li>2012年再生可能エネルギー法改正法の策定作業では、2011年5月の時点で、進捗報告書案及び改正法案について、関連業界団体等を通じた意見募集が行われた模様</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>買取価格の設定時に、産業・観光・商業省は、エネルギー関連の規制機関である国家エネルギー委員会(CNE)に諮問を行う</li> <li>国家エネルギー委員会(CNE)は、電気諮問委員会(ステークホルダーグループ)の委員による意見提出も受け、産業・観光・商業省に、買取価格の改定案に対する報告書を提出</li> <li>国家エネルギー委員会(CNE)による報告書に法的拘束力はないが、産業・観光・商業省が報告書の提言と異なる案を採用する場合には、弁明が求められる</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>2011年8月1日以降に稼働する太陽光(50kW超)、嫌気性消化発電設備を対象とした買取価格見直し(Fast Track Review)では、2011年3月18日から5月6日までのパブコメを実施</li> <li>パブコメの結果を受けて、2011年6月に政府回答を公表</li> </ul> |        |          |        |                   |           |    |          |   |

表 2 買取価格の見直し手続き

|                  | ドイツ  | スペイン  | イギリス  |
|------------------|--|---|---|
| 買取価格見直しに関する法的根拠  | <ul style="list-style-type: none"> <li>2009年再生可能エネルギー法上では、見直し着手に関する明確な規定なし<br/>(太陽光発電における前年度の導入設備容量に応じた買取価格の低減率調整を除く)<br/>※第65条において、連邦議会への再生可能エネルギー法進捗報告書の提出のみを規定</li> </ul>   | <p><b>【全再生可能エネルギー源】 RD661/2007</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>第44条において、2010年及びそれ以降4年ごとの定期的な買取価格の見直しを規定</li> <li>第22条において、上記の定期的な見直しに加えて、エネルギー源別に定めた上限容量(しきい値)の85%に累積導入量が達した場合には、ただちに買取価格の見直しを実施することを規定</li> </ul> <p><b>【太陽光発電】 RD1578/2008</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>2008年以降の新規稼働太陽光発電設備については、年間上限枠の75%以上の設備が登録された時点で、次の四半期の募集時の買取価格が予め定められた計算式に従って自動的に低減</li> </ul>  | <p><b>2008年エネルギー法 第41条</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー国務大臣は、必要に応じて、コンサルテーションの実施、及び修正草案の議会における承認手続きを経て、買取価格・買取期間について修正が可能</li> </ul>  |
| 見直し着手の要件         | <ul style="list-style-type: none"> <li>原則として、連邦議会に定期的に提出される再生可能エネルギー法の進捗報告書を受けて、再生可能エネルギー法を改正する際に買取価格を見直し</li> <li>2012年1月1日に再生可能エネルギー法改正法を施行し、新規設備の買取価格の見直しを実施</li> </ul> <p>※2009年再生可能エネルギー法では、4年ごとの見直しを規定。但し、2009年中に誕生した新連立政権は、以降3年ごとに再生可能エネルギー法の進捗報告書を議会に提出し、制度改正を検討することを連立の政策合意文書で決定</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>2009年以降、太陽光発電については、前年度の導入設備容量実績に応じ、規定のしきい値と比較して、適用する買取価格低減率を調整する仕組みを導入</li> <li>また、2009年以降の導入設備容量の急増を受けて、2010年8月に改正法を公布し、2010年7月以降に新規稼働する設備を対象に、緊急的に買取価格の引き下げを実施</li> <li>2011年にも、2011年7月以降に稼働する新規太陽光発電設備を対象とした、買取価格の緊急的な引き下げを実施予定であったが、3～5月の新規設備容量が規定のしきい値に達しなかったため、買取価格の引き下げを見送り</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>法令にて累積導入量の上限(しきい値)をエネルギー源別に設定し、上限に達したエネルギー源の買取価格を見直す条項を設定</li> <li>あわせて、法令にて、4年ごとの定期的な買取価格見直しを規定</li> </ul> <p>※現行法(政令 RD661/2007)では、固定買取価格、及びプレミアム価格を選択している場合の上下限価格は、見直しがあった場合にも新規設備のみの適用(既存設備は見直し対象外)<br/>※但し、プレミアム価格については、見直しがあった場合、既存設備も含む、全ての設備に適用される</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>但し、太陽光発電については、設置コストの大幅な低減を受けて、2011年以降の新規設備を対象に、緊急的に買取価格を引き下げる法改正(Royal Decree 1565/2010)を2010年に実施</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>制度開始時に、RPS 制度レビューと同じタイミングで、FIT 制度の定期的な制度レビューを実施する旨、所管省庁であるエネルギー・気候変動省(DECC)が公表</li> </ul> <p>※あわせて、制度運営に影響を及ぼす抜本的な変更等が必要な場合は、計画的な定期見直しとは別に、早期見直しを実施する可能性がある旨も通知</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>当初は2013年、以降は5年ごとのレビュー実施を予定していたが、2010年の政府の歳出見直しを受けて、現政権は2011年末までに最初のレビュー実施を決定</li> <li>レビューの結果、買取価格を見直した場合も、既存設備に適用する発電価格は変更なし</li> <li>但し、売電価格(3ペンス(4.2円)/kWh)については、見直しの際に一律変更される可能性有り</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>なお、エネルギー・気候変動省は、制度施行後の大規模太陽光発電設備の急増に伴い、FIT制度全体の費用負担額の増加が懸念される水準に達するとして、緊急的な見直しの実施を公表</li> <li>2011年8月1日以降に稼働する50kW超の太陽光、バイオマス(嫌気性消化)発電設備を対象とした買取価格の緊急見直しを実施</li> </ul> |
| 買取対象設備容量の把握・公表方法 | <ul style="list-style-type: none"> <li>2011年9月時点で、登録設備容量に応じて買取価格の調整が行われる太陽光発電のみ、対象設備の統一的な登録簿を設置</li> </ul> <p><b>【登録簿の設置場所】</b><br/>(太陽光発電のみ)連邦ネットワーク庁<br/>※その他のエネルギー源は連邦政府による登録簿を策定準備中</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光発電の導入量については、連邦ネットワーク庁のサイトにて、定期的に新規設備導入量を情報開示</li> <li>2011年9月15日時点で、2011年1月から5月までの全新規設備のリストを公開</li> </ul> <p><b>【情報開示先】</b><br/><a href="#">連邦ネットワーク庁リンク</a></p>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>2009年以降、産業・観光・商業省に事前申請を行い、特別制度(FIT制度)の対象電源として認可・登録を受ける</li> </ul> <p><b>【登録簿の設置場所】</b><br/>産業・観光・商業省(及び地方州政府)<br/>設備登録簿(<a href="#">Registro de instalaciones</a>)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>国家エネルギー委員会(CNE)は、月次で特別制度(FIT制度)の対象発電設備の登録状況や、エネルギー源別の目標値との対比について資料を作成・公表</li> </ul> <p><b>【情報開示先】</b><br/>国家エネルギー委員会(CNE)サイト<br/><a href="http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=310&amp;&amp;keyword=&amp;auditoria=F">http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=310&amp;&amp;keyword=&amp;auditoria=F</a></p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>発電者から申請を受けた供給事業者は、電力・ガス市場規制局(Ofgem)が設置する「Central FITs Register」に当該発電設備を登録する</li> </ul> <p><b>【登録簿の設置場所】</b><br/>電力・ガス市場規制局(Ofgem)<br/>中央FIT登録簿(Central FITs Register)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>電力・ガス市場規制局(Ofgem)に設置された中央FIT登録簿の情報に基づき、エネルギー・気候変動省(DECC)が、月次でFIT制度の対象電源の設備容量を公表</li> <li>電力・ガス市場規制局(Ofgem)は、四半期ごとにFIT制度の施行状況に関するニュースレターを作成・公表</li> </ul> <p><b>【情報開示先】</b><br/><a href="#">エネルギー・気候変動省(DECC) Feed in Tariff capacity: monthly update</a><br/><a href="#">電力・ガス市場規制局(Ofgem) Feed-in Tariff Update Newsletter</a></p>   |

表 3 買取価格設定のための背景調査

|                              | ドイツ  | スペイン  | イギリス   |              |            |      |      |     |      |  |          |  |  |      |     |      |         |         |          |                 |     |     |     |     |     |      |                |  |             |  |  |     |    |    |              |              |            |   |  |
|------------------------------|--|---|--|--------------|------------|------|------|-----|------|--|----------|--|--|------|-----|------|---------|---------|----------|-----------------|-----|-----|-----|-----|-----|------|----------------|--|-------------|--|--|-----|----|----|--------------|--------------|------------|---|--|
| 発電コスト算定の<br>ための背景調査          | <p>「Begleitende Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht 2011」<br/>【例：太陽光】 Vorhaben IIc: Solare Strahlungsenergie<br/>※詳細は報告書巻末の参考資料1参照</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光発電の背景調査については、民間のコンサルティング会社 (Leipziger Institut für Energie) が中心となり、パートナー企業 4 社とともに調査を実施</li> <li>調査報告書(全 398 ページ)の目次は以下のとおり             <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 既存設備および市場発展</li> <li>2. 国際的な需給市場および市場発展</li> <li>3. 費用および経済的枠組み条件</li> <li>4. 自家消費</li> <li>5. グリッドパリティ</li> <li>6. 低減 - 市場導入量に依存した制御</li> <li>7. 環境へ及ぼす影響</li> <li>8. 総括及び再生可能エネルギー法適用に向けた提言</li> <li>9. 添付資料</li> </ol> </li> <li>発電コストについては、上記目次の 3. でモジュールの製造コスト・価格、融資形態、実質発電コストの分析を実施</li> <li>発電コスト分析を実施している 5 つのモデルケース、及び 2012 年 1 月 1 日時点における発電コスト分析結果は以下のとおり</li> </ul> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>ケース1</th> <th>ケース2</th> <th>ケース3</th> <th>ケース4</th> <th>ケース5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>タイプ</td> <td colspan="2">屋根設置</td> <td colspan="3">オープンスペース</td> </tr> <tr> <td>設備容量</td> <td>5kW</td> <td>30kW</td> <td>1,000kW</td> <td>1,000kW</td> <td>20,000kW</td> </tr> <tr> <td>発電量<br/>(kWh/kW)</td> <td>900</td> <td>900</td> <td>900</td> <td>950</td> <td>950</td> </tr> <tr> <td>使用技術</td> <td colspan="2">モノクリスタル・シリコン電池</td> <td colspan="3">薄膜電池 CdTe 型</td> </tr> <tr> <td>運用者</td> <td>個人</td> <td>個人</td> <td>事業者<br/>(賃借人)</td> <td>事業者<br/>(賃借人)</td> <td>投資信託<br/>会社</td> </tr> </tbody> </table> |   | ケース1   | ケース2         | ケース3       | ケース4 | ケース5 | タイプ | 屋根設置 |  | オープンスペース |  |  | 設備容量 | 5kW | 30kW | 1,000kW | 1,000kW | 20,000kW | 発電量<br>(kWh/kW) | 900 | 900 | 900 | 950 | 950 | 使用技術 | モノクリスタル・シリコン電池 |  | 薄膜電池 CdTe 型 |  |  | 運用者 | 個人 | 個人 | 事業者<br>(賃借人) | 事業者<br>(賃借人) | 投資信託<br>会社 | <p>「evolución tecnológica y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020 - 2030」<br/>※詳細は報告書巻末の参考資料2参照</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>2009 年 6 月に、産業・観光・商業省は、「再生可能エネルギー計画 2010-2020」の策定に向けた背景調査として、再生可能エネルギー源別のコストの現状と将来予測に関する調査を公募し、The Boston Consulting Group に調査を委託</li> <li>再生可能エネルギー源別に 2010 年、2015 年、2020 年における発電コストが分析されている</li> </ul> <p>【原典リンク】<br/><a href="http://www.idae.es/index.php/releategoria.3839/id.674/mod.pags/mem.detalle">http://www.idae.es/index.php/releategoria.3839/id.674/mod.pags/mem.detalle</a></p> <p>【以下、2011 年 10 月実施の IDAE へのヒアリング調査に基づく】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>発電コスト算定にあたっての利子率、耐用年数等のパラメーターは、委託業者(The Boston Consulting Group)の保有データ、および委託業者によるアンケートで収集されたデータに基づき決定(一部、IDAE が独自に分析して得た情報も活用)</li> </ul> | <p>「Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK, Study Report」<br/>※詳細は報告書巻末の参考資料3参照</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>2010年10月に、エネルギー・気候変動省(DECC)は、民間コンサルティング会社である Arup 社に、投入コスト、投資活動、普及への制約等も含めた、再生可能電力技術の普及可能性及び発電原価の調査を委託</li> <li>エネルギー・気候変動省(DECC)は、昨今の財政情勢の中、経済メカニズムに基づく再生可能エネルギーのコスト算出が欠かせないとして、上記調査によるデータ及び分析を、RPS 制度及び FIT 制度における支援レベルの決定に参考とすることを表明</li> <li>調査報告書の内容は主に以下の2点             <ul style="list-style-type: none"> <li>-パート A-再生可能電力技術に最大限利用できるエネルギー源の潜在性及び、今後2030年までの年間設置容量シナリオ</li> <li>-パート B-再生可能電力技術の発電原価</li> </ul> </li> <li>太陽光発電に関しては、設備容量の規模別にプロジェクト原価(設備投資費用、運営費用)の現状、および2030年までの予測を算出している</li> </ul> <p>【原典リンク】<br/><a href="http://www.renewablesobligation.gov.uk/renew_obs/renew_obs.aspx">Renewables Obligation - Department of Energy and Climate Change renew_obs/renew_obs.aspx</a></p> |
|                              | ケース1   | ケース2  | ケース3   | ケース4         | ケース5       |      |      |     |      |  |          |  |  |      |     |      |         |         |          |                 |     |     |     |     |     |      |                |  |             |  |  |     |    |    |              |              |            |   |  |
| タイプ                          | 屋根設置   |   | オープンスペース   |              |            |      |      |     |      |  |          |  |  |      |     |      |         |         |          |                 |     |     |     |     |     |      |                |  |             |  |  |     |    |    |              |              |            |   |  |
| 設備容量                         | 5kW  | 30kW  | 1,000kW  | 1,000kW      | 20,000kW   |      |      |     |      |  |          |  |  |      |     |      |         |         |          |                 |     |     |     |     |     |      |                |  |             |  |  |     |    |    |              |              |            |   |  |
| 発電量<br>(kWh/kW)              | 900  | 900   | 900  | 950          | 950        |      |      |     |      |  |          |  |  |      |     |      |         |         |          |                 |     |     |     |     |     |      |                |  |             |  |  |     |    |    |              |              |            |   |  |
| 使用技術                         | モノクリスタル・シリコン電池   |   | 薄膜電池 CdTe 型  |              |            |      |      |     |      |  |          |  |  |      |     |      |         |         |          |                 |     |     |     |     |     |      |                |  |             |  |  |     |    |    |              |              |            |   |  |
| 運用者                          | 個人   | 個人  | 事業者<br>(賃借人)   | 事業者<br>(賃借人) | 投資信託<br>会社 |      |      |     |      |  |          |  |  |      |     |      |         |         |          |                 |     |     |     |     |     |      |                |  |             |  |  |     |    |    |              |              |            |   |  |
| 発電コスト算定の<br>際のシステム価格<br>把握方法 | <ul style="list-style-type: none"> <li>2011 年進捗報告書の検討時には、連邦環境・自然保護・原子力安全省(BMU)の委託を受けた調査機関がデータ収集</li> <li>例えば、太陽光発電については、情報ソースとして、民間コンサルティング会社(Photon Consulting)による調査、2011 年 2 月実施のアンケート等の記載有り</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>IDAE の委託を受けた民間コンサルティング会社(The Boston Consulting Group)によるインタビュー調査により把握</li> <li>なお、国家エネルギー委員会(CNE)は、政令(RD661/2007 第 44 条 4 項)に基づき、特別制度(FIT 制度)対象設備の設置・運営コスト、収入に関するデータを収集する権限を有している</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー・気候変動省の委託を受けた調査機関が実施</li> <li>例えば、太陽光発電については、公開されている産業レポート、製造業者/開発事業者を対象としたアンケート調査により収集</li> </ul> |              |            |      |      |     |      |  |          |  |  |      |     |      |         |         |          |                 |     |     |     |     |     |      |                |  |             |  |  |     |    |    |              |              |            |   |  |



## 2. ドイツ

---

## 2.1. 買取価格の設定根拠

ドイツの固定価格買取制度を規定する再生可能エネルギー法では、買取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、設備容量別、設備稼働年別に細かく買取価格が設定されており、個別の設備ごとに適用される買取価格を計算することとなる。

以下では、このドイツの固定価格買取制度における買取価格の設定根拠についてとりまとめる。

### 2.1.1. 買取価格設定の根拠法令

ドイツの固定買取価格制度では、根拠法令である再生可能エネルギー法に基づき、買取価格が設定されている。スペインやフランスといった他の固定価格買取制度の実施国のように、枠組み法とは別の下位法令（政令等）で買取価格を設定するのではなく、上位法令によって買取価格を規定している点が特徴となる。

ドイツの固定価格買取制度の根拠法令である再生可能エネルギー法は、2000年4月の施行以降、順次見直しがされてきた。以下では、2011年8月4日に官報に公布された「再生可能エネルギー法 2012年改正法」に基づいて、2012年1月以降に稼働する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設定手順を中心に情報をとりまとめる。

### 2.1.2. 買取価格設定の手順、考え方

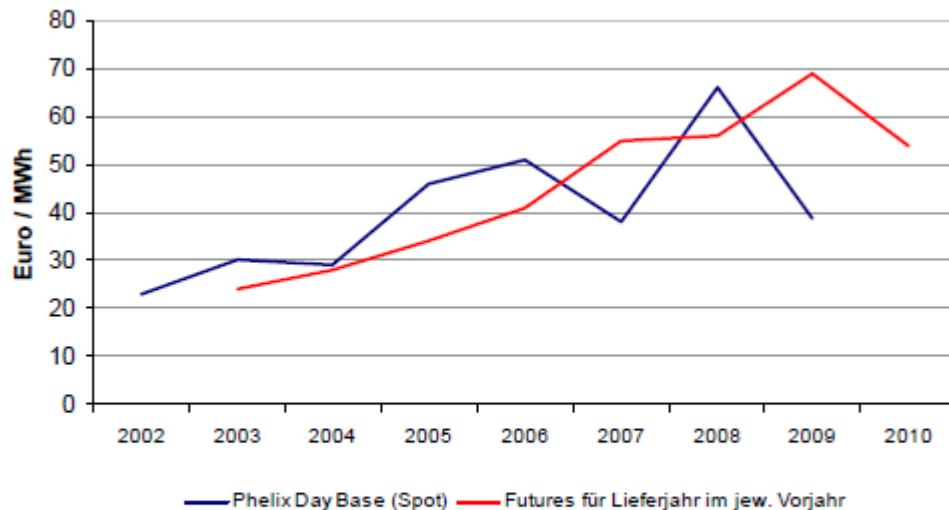
ドイツでは、再生可能エネルギー法の主務官庁である連邦環境・自然保護・原子力安全省が、関係省庁と協力の上、連邦議会に対して法令の進捗報告書を定期的に提出することが義務付けられている。この進捗報告書作成の一環として再生可能エネルギー源別の発電コスト分析を行い、必要に応じて新規設備に適用する買取価格の改正提案を行っている。こうして提出された進捗報告書の提言（Recommendation）をもとに連邦議会で審議が行われ、最終的な買取価格が決定されて法制化される。

再生可能エネルギー法 2009年改正法では、第65条において、2011年末までの連邦議会への進捗報告書の提出が規定されていた。2011年6月に連邦議会に対して進捗報告書が提出され、この報告書に基づいて2012年1月施行の買取価格改定を伴う改正法の審議が行われた。最終的に、2011年6月30日に連邦議会、7月8日に連邦参議院で可決し、8月4日に改正法が官報に公布された。

### 2.1.3. 買取価格設定にあたっての回避可能原価の考え方

再生可能エネルギー法では、電力小売事業者は、法律に基づく電力買取の追加費用について、翌年の11月30日までに、最終需要家に対して確定することが求められる。追加費用の算出にあたっては、従来は各電力小売事業者による実際の平均電力購入費用を用いることとなっていたが、2009年改正法によって、卸売電力取引市場（欧州エネルギー取引所：European Energy Exchange (EEX)）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）を用いることが可能となった。

2010年に追加費用計算に適用された平均価格は53.7ユーロ/MWhとなっており、2008年の57ユーロ/MWh、2009年の68.8ユーロ/MWhと比べると下落している<sup>1</sup>。なお、2012年の追加費用計算に適用された卸取引市場の平均価格は、55.22ユーロ/MWhとなっている。



Daten: EEX, IfnE-Grafik

Abbildung 1: Preisentwicklung des Phelix Day Base und Future Base Year seit 2002 an der Leipziger Strombörse EEX

**図 1 ドイツのライプチヒ電力取引所・欧州エネルギー取引所  
2002年以降のベースロードスポット価格、ベースロード先物価格の推移**

出典) Ingenieurbüro für neue Energien, “Beschaffungsmehrkosten für Stromlieferanten durch das EEG im Jahr 2009 (EEG-Differenzkosten)”

**2.1.4. 買取価格設定にあたっての第三者意見の聴取**

ドイツの再生可能エネルギー法では、買取価格設定に関する第三者意見の聴取については、法令上で特段の規定を設けていない。但し、再生可能エネルギー法 2012 年改正法の策定作業にあたっては、2011 年 5 月の時点で、進捗報告書（案）及び改正法案が関係団体に送付され、6 月の連邦議会への提出前に意見募集が行われた。

<sup>1</sup> 出典：Ingenieurbüro für neue Energien, “Beschaffungsmehrkosten für Stromlieferanten durch das EEG im Jahr 2009 (EEG-Differenzkosten)”  
[http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_differenzkosten\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_differenzkosten_bf.pdf)

## 2.2. 買取価格見直しの仕組み

### 2.2.1. 買取価格見直しの根拠法令

ドイツの再生可能エネルギー法では、法律上で買取価格見直しに関する明確な規定を設けていない。但し、ドイツ政府（主に連邦環境・自然保護・原子力安全省）は、連邦議会に対して、定期的（現行は4年ごと）に法律の進捗状況に関する進捗報告書を提出することが義務付けられている。原則として、この進捗報告書を受けて、再生可能エネルギー法の改正が連邦議会で議論され、その結果として買取価格が改定されている。

#### **再生可能エネルギー法 第12条 実態報告**

- (1) 連邦環境・自然保護・原子力安全省は、この法律の発効後2年ごとにその年の6月30日までに連邦経済・労働省および連邦消費者保護・食糧・農業省と協議の上で第2条の意味における発電施設の市場参入と費用推移の状況について連邦議会に報告しなければならない。必要があれば翌々年の1月1日までに、新施設に関する技術動向と市場動向に応じて第4条から第8条の買取り価格と累減率の調整と、この法律に準じて決定された計算期間で得られた経験を踏まえて付属文に準じた風力発電施設の発電量を計算するための期間延長を提案しなければならない。

#### **再生可能エネルギー法2004年改正法 第20条 実態報告**

- (1) 連邦環境・自然保護・原子力安全省は、まず2007年12月31日までに、その後は4年ごとに連邦消費者保護・食糧・農業省および連邦経済・労働省と協議の上で再生可能エネルギーと鉱山ガスの発電施設の市場参入と発電コストの推移の状況について連邦議会に報告しなければならない。必要があれば、その時点以後に稼動を開始した施設に関する技術動向と市場動向に応じて第6条から第12条の買取価格と累減率の調整を提案しなければならない。  
エネルギー貯蔵技術と再生可能エネルギーの利用が自然と景観に与える影響の環境評価も、実態報告の対象である。

#### **再生可能エネルギー法2009年改正法 第65条 進捗報告**

- (1) ドイツ政府は、本法を評価し、まず2011年11月31日までに、その後は4年ごとに連邦議会に進捗報告書を提出しなければならない。

#### **再生可能エネルギー法2012年改正法 第65条 進捗報告**

- (1) ドイツ政府は、本法を評価し、まず2015年11月31日までに、その後は4年ごとに連邦議会に進捗報告書を提出しなければならない。

## 2.2.2. 買取価格見直し着手の要件

### ①定期的な買取価格見直し

上述のように、ドイツの再生可能エネルギー法では、買取価格見直しに関する明確な規定を設けていない。但し、法令に基づいて、連邦議会に定期的に提出される再生可能エネルギー法の進捗報告書を受けて、再生可能エネルギー法を改正する際に買取価格が見直されている。

なお、2004年改正法以降は、同報告書の提出について、4年ごとの提出が義務付けられていたが、2009年中に誕生した新連立政権は、今後3年ごとに再生可能エネルギー法の進捗報告書を議会に提出し、制度改正を検討することを連立の政策合意文書で決定している。

2004年改正法が施行されて以降、進捗報告書提出および買取価格見直しの経緯は以下のとおり。

表 4 ドイツの固定価格買取制度における買取価格見直しの経緯(1)

| 年月       | 買取価格改定にかかる法改正  | 法律に基づく進捗報告書  |
|----------|--|--|
| 2000年4月  | 再生可能エネルギー法 施行<br>・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を規定   |  |
| 2003年12月 | 改正法施行【緊急見直し】<br>・法律で定められた太陽光発電による電力買取義務対象枠（総発電容量350MW）への到達により上限を撤廃<br>・太陽光発電の買取価格を増額   |  |
| 2004年8月  | 再生可能エネルギー法2004年改正法 施行<br>・エネルギー源別の買取価格改定<br>・風力発電は全体的に買取価格を減額<br>・バイオマスは一定要件を満たしている設備に買取価格を増額  |  |
| 2007年11月 |  | 2007年再生可能エネルギー法進捗報告書<br>・2007年11月に内閣が承認<br>・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、太陽光発電の買取価格の年ごとの低減率の拡大や小規模水力発電の買取価格の引き上げ等を提言 |
| 2009年1月  | 再生可能エネルギー法2009年改正法 施行<br>・原則として2007年進捗報告書の提言に基づき、2009年1月以降に稼働する新規設備を対象とした買取価格を改定<br>・太陽光発電は全体的に買取価格を減額<br>・小規模水力、風力、地熱、バイオマス（小規模設備、CHP、エネルギー作物起源）発電等の買取価格を増額 |  |

出典) 各種資料をもとに東京海上日動リスクコンサルティング作成

表 5 ドイツの固定価格買取制度における買取価格見直しの経緯(2)

| 年月      | 買取価格改定にかかる法改正  | 法律に基づく進捗報告書  |
|---------|--|--|
| 2010年7月 | 改正法施行【緊急見直し】<br>・2010年7月以降に稼働する太陽光発電の買取価格について、緊急の減額を実施                           |  |
| 2011年6月 |  | 2011年再生可能エネルギー法進捗報告書<br>・2011年6月に連邦議会に提出<br>・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、買取価格改定を提言<br>- 陸上風力発電：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<br>- 洋上風力発電：買取期間開始から一定期間に適用する買取価格を増額<br>- バイオマス発電：買取価格帯の区分を劇的に簡素化した上で、平均して買取価格レベルを10～15%引き下げ<br>- 水力発電：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<br>- 地熱発電：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 |
| 2012年1月 | 再生可能エネルギー法2012年改正法 施行<br>・原則として2011年進捗報告書の提言を採用する形で、2012年以降に稼働する新規設備に適用する買取価格を改定 |  |

出典) 各種資料をもとに東京海上日動リスクコンサルティング作成

## ②太陽光発電：導入実績に応じた買取価格低減率の調整（2009年改正法）

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。

例えば、2010年に新規稼働する太陽光発電設備については、2008年10月1日～2009年9月30日の1年間の新規導入設備容量が1,500MWを超過した場合には、買取価格低減率を既定よりも1%増やし、逆に1,000MWに満たない場合には低減率を1%減少させることが定められていた。当該期間における1年間の新規導入設備容量は約2,340MWとなり、したがって2010年新規設備に適用する買取価格の低減率がそれぞれ1%増えることとなった。

### ③太陽光発電：導入設備容量の急増に対応した緊急買取価格見直し（2010年7月実施）

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、官報に公布された。

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通り。

**表 6 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<sup>2</sup>**

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<br>1～6 月 | 2010 年<br>7～9 月   |                   | 2010 年<br>10 月～ |           |
| 屋根設置型    | 30kW以下      | 43.01     | 39.14           | 34.05 (40.9 円)    |                   | 33.03           |           |
|          | 30～100kW    | 40.91     | 37.23           | 32.39 (38.9 円)    |                   | 31.42           |           |
|          | 100～1,000kW | 39.58     | 35.23           | 30.65 (36.8 円)    |                   | 29.73           |           |
|          | 1,000kW超    | 33.00     | 29.37           | 25.55 (30.7 円)    |                   | 24.79           |           |
| 自家消費分    | 自家消費率       | -         | -               | 30%<br>未満         | 30%<br>以上         | 30%<br>未満       | 30%<br>以上 |
|          | 30kW以下      | 25.01     | 22.76           | 17.67<br>(21.2 円) | 22.05<br>(26.5 円) | 16.65           | 21.03     |
|          | 30～100kW    |           |                 | 16.01<br>(19.2 円) | 20.39<br>(24.5 円) | 15.04           | 19.42     |
|          | 100～500kW   | 買取<br>対象外 | 買取<br>対象外       | 14.27<br>(17.1 円) | 18.65<br>(22.4 円) | 13.35           | 17.73     |
| オープンスペース | 区分なし        | 31.94     | 28.43           | 25.02 (30.0 円)    |                   | 24.26           |           |

出典) 連邦ネットワーク庁資料をもとに東京海上日動リスクコンサルティング作成

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。連邦環境相の提案をもとに閣議決定がなされ、議会で改正法案の審議が行われた。2010 年 4 月 21 日に連邦議会で行われた本件に関する公聴会では、太陽産業連盟協会 (BSW-Solar) や消費者センター (Bundesverband e.V)、ドイツ自然保護連盟 (NABU)、バーデン・ビュルテンベルク州立銀行等の利害関係者に加えて、太陽光発電のコスト分析を行う調査機関 (PHOTON Europe、Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems)

<sup>2</sup> 1 ユーロ=120 円で換算。以下、同様。

も見解を表明している。これら調査機関は、この時点で、2011年6月に連邦議会に提出された2011年進捗報告書の背景調査を実施中であり、実際には調査結果の中間報告をもとに買取価格の低減率等が議論された模様である。

#### ④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、以下のように規定している。

**表 7 再生可能エネルギー法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日以降に稼働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 <ol style="list-style-type: none"><li>1. 3,500メガワットを上回る場合、3.0%、</li><li>2. 4,500メガワットを上回る場合、6.0%、</li><li>3. 5,500メガワットを上回る場合、9.0%、</li><li>4. 6,500メガワットを上回る場合、12.0%または</li><li>5. 7,500メガワットを上回る場合、15.0%である。</li></ol>  |
| (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 <ol style="list-style-type: none"><li>1. 2,500メガワットを下回る場合、2.5%、</li><li>2. 2,000メガワットを下回る場合、5.0%、</li><li>3. 1,500メガワットを下回る場合、7.5%である。</li></ol>  |
| (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日前に稼働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、 <ol style="list-style-type: none"><li>1. 3,500メガワットを上回る場合、3.0%、</li><li>2. 4,500メガワットを上回る場合、6.0%、</li><li>3. 5,500メガワットを上回る場合、9.0%、</li><li>4. 6,500メガワットを上回る場合、12.0%、または</li><li>5. 7,500メガワットを上回る場合、15.0%である。</li></ol> |

出典) 再生可能エネルギー法2012年改正法をもとに東京海上日動リスクコンサルティング作成



2010年に実施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。

2009年改正法以降の太陽光発電設備に適用する買取価格低減率の変遷は以下のとおり。

**表 8 2009年改正法以降の太陽光発電設備に適用する買取価格低減率の変遷**

※下線が実際に適用された低減率

|                | 2009年1月施行<br>再生可能エネルギー法   | 2010年7月施行の改正法<br>(2011年に適用)   | 2012年1月施行の改正法  |
|----------------|---|---|--|
| 基準低減率          | 屋根設置型 100kW未満：<br>年率－8% (2010年)<br>年率－9% (2011年～)<br><br>上記以外 (オープンスペース等)<br>年率－10% (2010年)<br>年率－9% (2011年～)                                   | 年率－9%   | 年率－9%  |
| 低減率を拡大<br>する場合 | 前年1年間 (2年前の10月<br>1日～前年の9月30日ま<br>で) の新規導入設備容量<br>が下記を超えた場合、翌<br>年は低減率を1%追加<br><br><u>1)2009年に1,500MW</u><br>2)2010年に1,700MW<br>3)2011年に1,900MW | 前年1年間に登録した施設<br>の設備容量が下記を超えた<br>場合、翌年の低減率をそれ<br>ぞれ追加<br><br>1)3,500MW : 1% (－10%)<br>2)4,500MW : 2% (－11%)<br>3)5,500MW : 3% (－12%)<br><u>4)6,500MW : 4% (－13%)</u> | 前年1年間に登録した施設<br>の設備容量が下記を超えた<br>場合、翌年の低減率をそれ<br>ぞれ追加<br><br>1)3,500MW : 3% (－12%)<br><u>2)4,500MW : 6% (－15%)</u><br>3)5,500MW : 9% (－18%)<br>4)6,500MW : 12% (－21%)<br>5)7,500MW : 15% (－24%) |
| 低減率を縮小<br>する場合 | 前年1年間の新規導入設<br>備容量が下記に満たな<br>い場合、翌年は低減率が<br>1%減少<br><br>1)2009年に1,000MW<br>2)2010年に1,100MW<br>3)2011年に1,200MW                                   | 前年1年間に登録した施設<br>の設備容量が下記に満たな<br>い場合、翌年の低減率がそ<br>れぞれ減少<br><br>1)2,500MW:－1% (－8%)<br>2)2,000MW:－2% (－7%)<br>3)1,500MW : －3% (－6%)                                    | 前年1年間に登録した施設<br>の設備容量が下記に満たな<br>い場合、翌年の低減率がそ<br>れぞれ減少<br><br>1)2,500MW:－2.5% (－6.5%)<br>2)2,000MW:－5% (－4%)<br>3)1,500MW:－7.5% (－1.5%)   |

出典) 各種資料をもとに東京海上日動リスクコンサルティング作成

なお、ドイツの再生可能エネルギー法では、太陽光発電についてのみ、電力市場の規制機関である連邦ネットワーク庁に固定価格買取制度の対象設備の登録簿が設置されている。固定価格買取制度の適用を受ける太陽光発電設置者は、この登録簿への登録申請が義務付けられている。

この登録簿の実績データに基づいて、連邦ネットワーク庁は、連邦環境・自然保護・原子力安全省および連邦経済・技術省と合意のもと、毎年5月末、10月末までに次の半期に登録される新規太陽光発電設備に適用する買取価格を、ドイツ官報に公布することが義務付けられている。

**表 9 連邦ネットワーク庁による太陽光発電の買取価格公表に関する規定**

|   |   |
|---|---|
| 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                         |   |
| (6) 連邦ネットワーク庁は、連邦環境・自然保護・原子力安全省および連邦経済・技術省と合意のもと、連邦官報に以下を公布する |   |
| 1.  | それぞれ10月31日付で、第2項に付随して第3項および4項により翌年に適用される低減率および、その結果として得られる、それぞれ翌年1月1日より適用される買取価格、 |
| 2.  | 第5項によりそれぞれ5月30日付で決定する低減率、およびその結果として得られる、それぞれの年の7月1日以降に適用される買取価格                   |

出典) 再生可能エネルギー法 2012 年改正法をもとに東京海上日動リスクコンサルティング作成

Zur Information werden die im Bundesanzeiger veröffentlichten Ergebnisse auch hier bereit gestellt.

-  [Degressions- und Vergütungssätze für das Jahr 2010 \(pdf/22 KB\)](#)
-  [Degressions- und Vergütungssätze für das Jahr 2011 \(pdf/17 KB\)](#)
-  [Degressions- und Vergütungssätze Juli und September 2011 \(pdf/18 KB\)](#)
-  [Degressions- und Vergütungssätze ab Januar 2012 \(pdf/18 KB\)](#)

} 各期に適用する買取価格

**図 2 連邦ネットワーク庁ホームページにおける太陽光発電の買取価格の公表方法<sup>3</sup>**

2011年10月24日、連邦ネットワーク庁は、2010年10月1日から2011年9月30日に登録簿に登録された太陽光発電設備容量が約5,200MWであると公表した。この実績に基づき、2012年1月1日以降の新規設備に適用する買取価格は、2011年の適用価格から15%低減した価格となる。

**表 10 2011年、2012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      |              |              |              |
|----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|          |              | 2011年        |              | 2012年1~6月    |              |
| 屋根設置型    | 30kW以下       | 28.74        |              | 24.43        |              |
|          | 30~100kW     | 27.33        |              | 23.23        |              |
|          | 100~1,000kW  | 25.86        |              | 21.98        |              |
|          | 1,000kW超     | 21.56        |              | 18.33        |              |
| 自家消費分    | <b>自家消費率</b> | <b>30%未満</b> | <b>30%以上</b> | <b>30%未満</b> | <b>30%以上</b> |
|          | 30kW以下       | 12.36        | 16.74        | 8.05         | 12.43        |
|          | 30~100kW     | 10.95        | 15.33        | 6.85         | 11.23        |
|          | 100~500kW    | 9.48         | 13.86        | 5.60         | 9.98         |
| オープンスペース | 区分なし         | 21.11        |              | 17.94        |              |

出典) 連邦ネットワーク庁資料をもとに東京海上日動リスクコンサルティング作成

<sup>3</sup> [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik\\_Basepage.html?nn=135464](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_Basepage.html?nn=135464)

### 2.2.3. 買取価格設定にあたっての発電コストの調査方法

連邦環境・自然保護・原子力安全省は、再生可能エネルギー法 2011 年進捗報告書の作成にあたって、再生可能エネルギー導入による系統影響や再生可能エネルギー法における手段・法的な進展など、5 つのプロジェクトにわたる背景調査を外部機関に委託、実施した。そのプロジェクトの一環として、バイオマス、地熱、太陽光、水力、風力のエネルギー源別に、再生可能エネルギー法のもとでの導入状況や発電コスト等の現状分析を実施した。

これら背景調査は、エネルギー源別に専門性を有する機関に委託されており、例えば太陽光発電については、民間のコンサルティング会社であるLeipziger Institut für Energieが中心となり、パートナー企業 4 社とともに調査を実施した。その調査結果をまとめた報告書（全 398 ページ）の目次は以下のとおりである。

**表 11 2011 年進捗報告書の背景調査(太陽光発電)の目次**

|   |
|---|
| <p><i>[Begleitende Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht 2011] Vorhaben IIc: Solare Strahlungsenergie</i></p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. 既存設備および市場発展</li><li>2. 国際的な需給市場および市場発展</li><li>3. 費用および経済的枠組み条件</li><li>4. 自家消費</li><li>5. グリッドパリティ</li><li>6. 低減 - 市場導入量に依存した制御</li><li>7. 環境へ及ぼす影響</li><li>8. 総括及び再生可能エネルギー法適用に向けた提言</li><li>9. 添付資料</li></ol> <p>※詳細な目次は、巻末の参考資料1を参照</p> |
|---|

出典) 「Begleitende Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht 2011」 Vorhaben IIc: Solare Strahlungsenergie

上記目次の「3. 費用および経済的枠組み条件」において、モジュールの製造コスト・価格、融資形態、実質発電コスト等を分析している。また、発電コスト分析に加えて、新規登録される設備容量に応じた低減率適用の妥当性や、自家消費分の発電電力量に対する支援のあり方が分析されている。

発電コスト分析にあたっては、設置場所類型と発電容量により、屋根型I～IIIとオープンスペース型I、IIの 5 つのモデルに分けて実施した。詳細は次ページの表のとおりである。

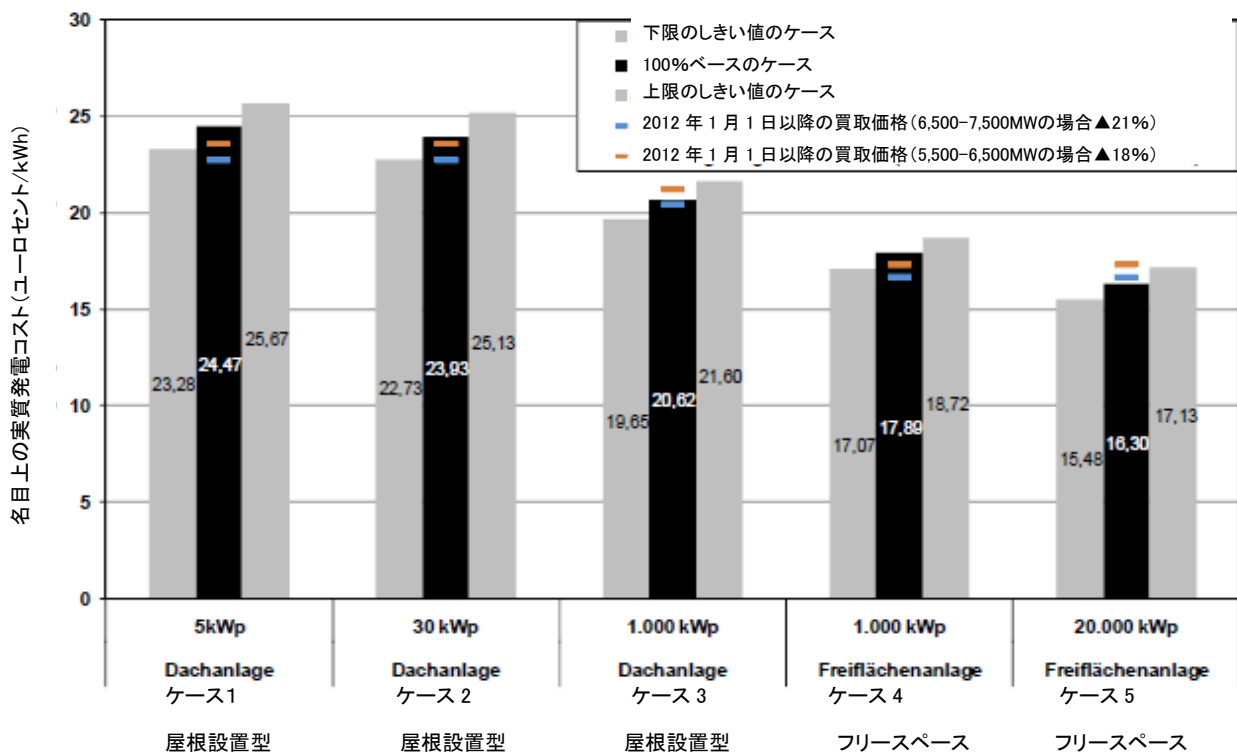
なお、想定する設備稼働率として、屋根設置型設備には 900 フルロード時間/年、地上設置型設備には 950 フルロード時間/年の値を設定した。タイプによって異なる稼働率を設定した理由として、まずドイツ国内における日照時間に格差があることを前提に、日照時間の長いドイツ南部の過去平均が、950kWhであったことが挙げられている。さらに、小型の発電設備の場合は、最適条件ではない場合もあることを前提にしている（最適条件：南側にあり、太陽光照射に対して傾斜して設置する）。オープンスペース（地上設置）型の場合は、最適化された立地条件と設置方

角があれば、より高い発電量を達成できるとして、より高い稼働率を前提にしている。以上の前提に基づいたモデルケース別の実質発電コスト分析の結果は以下のとおり。

**表 12 背景調査における代表的な太陽光発電施設モデル**

|               | モデルケース1    | モデルケース2    | モデルケース3        | モデルケース4       | モデルケース5       |
|---------------|------------|------------|----------------|---------------|---------------|
| タイプ           | 屋根設置型      | 屋根設置型      | 屋根設置型          | フリースペース       | フリースペース       |
| 設備容量 (kWp)    | 5          | 30         | 1,000          | 1,000         | 20,000        |
| 発電量 (kWh/kWp) | 900        | 900        | 900            | 950           | 950           |
| 使用技術          | モノ結晶シリコン電池 | ポリ結晶シリコン電池 | 薄膜電池<br>CdTe型  | 薄膜電池<br>CdTe型 | 薄膜電池<br>CdTe型 |
| 施設運用者         | 個人         | 個人         | 事業者 (工業屋根の賃借人) | 事業者 (農業地の賃借人) | 投資信託会社        |

出典) 「Begleitende Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht 2011」 Vorhaben IIc: Solare Strahlungsenergie



**図 3 2012 年におけるモデルケース 5 件の実質発電コスト概括**

出典) 「Begleitende Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht 2011」 Vorhaben IIc: Solare Strahlungsenergie

なお、2004年改正法の時点では、固定価格買取制度の対象設備は、連邦環境・自然保護・原子力安全省およびその代理人に対して、上記のような実質発電コストを算出するために必要なデータを提供することが義務付けられていた。

**表 13 再生可能エネルギー法 2004 年改正法での発電コストの情報収集に関する規定**

**再生可能エネルギー法2004年改正法 第20条 実態報告**

- (1) 連邦環境・自然保護・原子力安全省は、まず2007年12月31日までに、その後は4年ごとに連邦消費者保護・食糧・農業省および連邦経済・労働省と協議の上で再生可能エネルギーと鉱山ガスの発電施設の市場参入と発電コストの推移の状況について連邦議会に報告しなければならない。必要があれば、その時点以後に稼働を開始した施設に関する技術動向と市場動向に応じて第6条から第12条の買取価格と累減率の調整を提案しなければならない。  
エネルギー貯蔵技術と再生可能エネルギーの利用が自然と景観に与える影響の環境評価も、実態報告の対象である。
- (2) 2004年8月1日以後に施設が稼働を開始して第5条から第12条の買取りを請求した施設運転者および系統運用者は、第1項の意味における発電コストの抜き取り調査を行うとともに第14条の負担調整機構の機能を確認するために、連邦環境・自然保護・原子力安全省とその代理人に対して、発電コストと第14条のエネルギー量と買取価格の負担調整の調査にとって重要と見られる事実全体に関する情報を、要求に応じてありのまま提供する義務を負う。さらに、施設運転者と系統運用者が商法典の意味における商人に当たる場合、発電コストおよびエネルギー量と買取価格の負担調整の調査にとって重要と見られる事実について説明することができるのであれば、要求に応じて商業帳簿を開示するものとする。情報保護の原則は、遵守する。

出典) 再生可能エネルギー法 2004 年改正法をもとに東京海上日動リスクコンサルティング作成

しかし、2009年改正法以降は、再生可能エネルギー法の条文には、当該義務は明示されていない。2011年進捗報告書の検討時には、連邦環境・自然保護・原子力安全省の委託を受けた調査機関がデータ収集をしており、太陽光発電については、情報ソースとして、民間コンサルティング会社 (Photon Consulting) による調査、2011年2月実施のアンケート等が記載されている。

巻末には、参考資料1として、2011年進捗報告書の背景調査のうち、太陽光発電に関する背景調査報告書の目次、および太陽光発電の発電コスト分析の部分を暫定訳として紹介するので参照いただきたい。

## 2.3. 買取価格設定に関する課題

上述のように、太陽光発電設備については、2010年中、7月、10月の2回にわたって緊急的な買取価格の引き下げが行われたために、その直前に「駆け込み需要」が発生した。

2010年以降の月別の買取対象となる太陽光発電設備の設備容量の推移は以下のとおり。

**表 14 再生可能エネルギー法に基づく太陽光発電設備の導入量推移**

| 年月    | 累積設備容量<br>(MW) | 新規増加分        |                |        |           |
|-------|----------------|--------------|----------------|--------|-----------|
|       |                | (MW)         | (設備数)          |        |           |
| 2003年 | 435            |              | n/a            |        |           |
| 2004年 | 1,105          | 670          | n/a            |        |           |
| 2005年 | 2,056          | 951          | n/a            |        |           |
| 2006年 | 2,899          | 843          | n/a            |        |           |
| 2007年 | 4,170          | 1,271        | n/a            |        |           |
| 2008年 | 6,120          | 1,950        | n/a            |        |           |
| 2009年 | 9,914          | 3,794        | n/a            |        |           |
| 2010年 | 1月             | 10,136       | 222            | 7,248  | ←買取価格引き下げ |
|       | 2月             | 10,300       | 163            | 6,533  |           |
|       | 3月             | 10,631       | 331            | 16,883 |           |
|       | 4月             | 11,085       | 454            | 20,654 |           |
|       | 5月             | 11,658       | 573            | 24,297 |           |
|       | 6月             | 13,767       | 2,109          | 65,062 |           |
|       | 7月             | 14,430       | 663            | 20,670 | ←買取価格引き下げ |
|       | 8月             | 14,794       | 363            | 11,832 |           |
|       | 9月             | 15,448       | 654            | 27,843 |           |
|       | 10月            | 15,783       | 335            | 12,527 | ←買取価格引き下げ |
|       | 11月            | 16,148       | 365            | 12,435 |           |
|       | 12月            | 17,292       | 1,143          | 23,749 |           |
|       | 年合計            | <b>7,378</b> | <b>249,733</b> |        |           |
| 2011年 | 1月             | 17,558       | 266            | 5,601  | ←買取価格引き下げ |
|       | 2月             | 17,658       | 100            | 3,680  |           |
|       | 3月             | 17,805       | 147            | 6,336  |           |
|       | 4月             | 18,004       | 199            | 9,515  |           |
|       | 5月             | 18,375       | 371            | 18,876 |           |

出典) 連邦ネットワーク庁資料をもとに東京海上日動リスクコンサルティング作成

また、それ以前の2009年に新規増加した約3,800MWのうち、2009年12月に連邦ネットワーク庁に登録した設備容量が約1,500MWに達した。買取価格の低減率が大幅になるにつれて、こうした「駆け込み需要」の発生が常態化している。そのため、再生可能エネルギー法2012年改正法では、他のエネルギー源は買取価格調整を1年に1回としている一方、太陽光発電のみ、導入量実績に応じて半期ごとにより買取価格を調整する仕組みを設けている。

### 3. スペイン

---

## 3.1. 買取価格の設定根拠

スペインでは、再生可能エネルギー発電設備は、自由化された電力取引市場で「特別制度 (Régimen Especial)」の枠組みで扱われており、優先的に発電電力を売電することが可能となっている。特別制度の対象となる再生可能エネルギー発電設備には、エネルギー源や設備規模によって、それぞれ異なる固定買取価格が適用される。

なお、スペインの特別制度の対象発電設備は、「固定価格での売電」、もしくは「卸電力取引市場での売電価格 + 固定のプレミアム価格」のいずれかのインセンティブを選択することができる。以下では、このスペインの特別制度における買取価格の設定根拠についてとりまとめる。

### 3.1.1. 買取価格設定の根拠法令

スペインの1997年電気事業法 (Ley 54/1997) では、第30条において、特別制度の買取価格設定に関して、以下のように規定している。

#### 第30条

1. 特別制度に基づいて稼働している発電設備の発電電力に対する買取契約は、規則による法定事項に基づき設定されたプレミアムの支払により補填される。……

(中略)

4. プレミアム決定にあたっては、資本市場での金銭的成本を参照して合理的な収益率を達成できるように、系統への給電時の電圧レベル、環境改善・一次エネルギー節約・エネルギー効率への効果的な貢献、経済的に正当化できる有益な熱生産、生じる投資コストの全てが考慮される。

なお、特別制度の制度開始当初は、上述の1997年電気事業法・第30条において、基準電力料金の少なくとも80%となるように設定されたプレミアムを受け取ることが規定されていたが、2006年の法改正により、その条項が撤廃された。

2011年10月現在では、この電気事業法・第30条に基づく政令 (Royal Decree 661/2007、以下RD 661/2007) により、2008年以降に新規稼働した再生可能エネルギー発電設備の買取価格が設定されている。なお、太陽光発電については、後述する買取価格の見直し手続きの結果、2008年9月に施行された政令 (Royal Decree 1578/2008、以下RD 1578/2008) に基づき、以降の新規設備の買取価格が修正されている。

### 3.1.2. 買取価格設定の手順、考え方

スペインでは、買取価格の検討にあたって、「標準的な条件」の参照設備 (パラメーター) を設



定し、それに基づき、経済・観光・商業省の外郭団体であるIDAE（省エネルギー・エネルギー多様化研究所、Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía）が、中立的な立場で、以下の原則に従って買取価格を算出する作業を行う。

再生可能エネルギー源に応じて確保すべき収益率が異なり、以下のように7~8%の収益率を想定して買取価格を設定している。

- ・バイオマス、バイオガス、太陽熱発電=8%の収益率が確保できるように買取価格設定
- ・風力、太陽光発電=7%の収益率が確保できるように買取価格設定

表 15 スペインにおける標準設備のモデル計算の事例(農業廃棄物発電)

|          |                 |                |
|----------|-----------------|----------------|
| 設備容量     | 5MW             |                |
| エネルギー効率  | 21.6%           |                |
| 耐用年数     | 20年             |                |
| バイオマス消費量 | 53,500 t /年     |                |
| 燃料費      | 0.044942ユーロ/kWh | 1,685,325ユーロ/年 |
| 維持管理費    | 0.009306ユーロ/kWh | 348,975ユーロ/年   |
| 投資費用     | 1,803ユーロ/kW     | 9,015,200ユーロ   |
| 発電量      | 37,500MWh/年     |                |

出典) IDAE (省エネルギー・エネルギー多様化研究所)

なお、上記の7~8%等の収益率を確保した買取価格の設定は、法律上の裏付けはなく、一般的な原則として公表されている。また、原則として、1997年電気事業法に基づいて策定する「再生可能エネルギー促進計画」において、各エネルギー源別のコスト計算を行っており、これを買取価格決定の基礎材料として、微調整を行っている。買取価格算定の実務主体は、「再生可能エネルギー促進計画」の背景調査のとりまとめを担当するIDAEとなる。

2007年の買取価格設定時における実際の買取価格計算シートの例は以下のとおり。

| BALANCE PROYECTO   |           | 2.004        | 2.005        | 2.006                    | 2.007     | 2.008      | 2.009      | 2.010      | 2.011      | 2.012      | 2.013      |
|--|-----------|--------------|--------------|--------------------------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| DATOS DE PARTIDA   |           |              |              |                          |           |            |            |            |            |            |            |
| Cobertura Eléctrica  | MWh       | 2.544        | 2.544        | 2.544                    | 2.544     | 2.544      | 2.544      | 2.544      | 2.544      | 2.544      | 2.544      |
| Precio Medio Importación   | cent/kWh  | 6,60         | 6,54         | 6,63                     | 6,76      | 6,90       | 7,04       | 7,19       | 7,32       | 7,47       | 7,62       |
| COSTE E. E. IMPORTADA  | euros     | 167.504      | 166.225      | 168.710                  | 172.850   | 175.535    | 179.045    | 182.626    | 186.279    | 190.004    | 193.804    |
| FACTURA TOTAL ACTUAL   | euros     | 167.504      | 166.225      | 168.710                  | 172.850   | 175.535    | 179.045    | 182.626    | 186.279    | 190.004    | 193.804    |
| SITUACION CENTRAL ELECTRICA (Turbina de vapor de 2,5 MW)         |           |              |              |                          |           |            |            |            |            |            |            |
| Horas anuales trabajo (h)  | 7.500     | 7.500        | 7.500        | 7.500                    | 7.500     | 7.500      | 7.500      | 7.500      | 7.500      | 7.500      | 7.500      |
| PC Cortaza (kcal/kg)   | 2.800     | Cortaza (J)  | 14.632       | Precio Cortaza (euros/t) | 12,00     | 12,00      | 12,34      | 12,73      | 13,25      | 13,81      | 14,36      |
| PC Antilla (kcal/kg)   | 3.200     | Antilla (J)  | 16.002       | Precio Antilla (euros/t) | 10,00     | 10,00      | 10,26      | 10,73      | 11,24      | 11,78      | 12,34      |
| Cobertura de Servicio  | te PCh    | 75.151.875   | Caldera      | 10.029                   | te PCh    | 75.151.875 | 75.151.875 | 75.151.875 | 75.151.875 | 75.151.875 | 75.151.875 |
| COSTE Combustible Cortaza  | euros     | 175.682      |              |                          | 175.682   | 179.060    | 182.681    | 186.538    | 190.630    | 194.962    | 199.530    |
| COSTE Combustible Antilla  | euros     | 152.271      |              |                          | 152.271   | 156.117    | 160.039    | 164.040    | 168.221    | 172.589    | 177.147    |
| COSTE COMBUSTIBLE TOTAL  | euros     | 327.953      |              |                          | 327.953   | 335.177    | 342.720    | 350.578    | 358.851    | 367.551    | 376.677    |
| Precio mantenimiento y operación                                 | euros     | 1.50         | cent/kWh     | 1,50                     | 1,50      | 1,52       | 1,55       | 1,59       | 1,72       | 1,85       | 1,97       |
| COSTES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO                              | euros     | 201.250      |              |                          | 206.675   | 209.663    | 214.454    | 219.223    | 224.080    | 229.029    | 234.072    |
| Valor generado   | tWh       | 11,70        |              |                          | 11,70     | 11,70      | 11,70      | 11,70      | 11,70      | 11,70      | 11,70      |
| Potencia media (MW)  | 2,5       | Autosconsumo | 10,8%        | En. Eléctrica Esta (MWh) | 10.750    | 10.750     | 10.750     | 10.750     | 10.750     | 10.750     | 10.750     |
| Potencia media (MW)  | 2,3       |              |              | En. Eléctrica Para (MWh) | 10.075    | 10.075     | 10.075     | 10.075     | 10.075     | 10.075     | 10.075     |
| Cobertura Eléctrica Industrial                                   | MWh       | 2.544        |              |                          | 2.544     | 2.544      | 2.544      | 2.544      | 2.544      | 2.544      | 2.544      |
| Importación Electricidad   | MWh       | 0            |              |                          | 0         | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          |
| Precio medio Importación   | cent/kWh  | 10,75        |              |                          | 10,75     | 10,84      | 10,92      | 10,99      | 11,09      | 11,20      | 11,31      |
| Factura E. Eléctrica Importada                                   | euros     | 15.025       |              |                          | 15.025    | 14.859     | 15.002     | 15.304     | 15.691     | 16.065     | 16.505     |
| Exportación Electricidad (DHH+C)                                 | MWh       | 14.411       |              |                          | 14.411    | 14.411     | 14.411     | 14.411     | 14.411     | 14.411     | 14.411     |
| Precio medio Exportación   | cent/kWh  | 6,06         | Tarifa (DHH) |                          | 6,06      | 6,00       | 6,09       | 6,21       | 6,33       | 6,46       | 6,60       |
| Factura E. E. Exportada  | euros     | 87.305       |              |                          | 87.305    | 86.433     | 87.735     | 89.438     | 91.427     | 93.701     | 96.269     |
| TOTAL FACTURA ELECTRICA  | euros     | 800.049      |              |                          | 800.049   | 805.403    | 812.202    | 819.440    | 827.039    | 834.976    | 843.279    |
| AHORRO NETO ANUAL  |           |              |              |                          |           |            |            |            |            |            |            |
|  | euros     | (283.300)    | (181.630)    | (181.816)                | (184.636) | (188.331)  | (192.896)  | (198.339)  | (204.679)  | (211.935)  | (219.913)  |
| BENEFICIO EXPLOTACION (AHORRO NETO ANUAL - FACTURA TOTAL ACTUAL) |           |              |              |                          |           |            |            |            |            |            |            |
|  | euros     | 311.212      | 347.857      | 349.736                  | 358.731   | 363.865    | 371.143    | 378.566    | 386.137    | 393.969    | 401.737    |
| INVERSIÓN  |           |              |              |                          |           |            |            |            |            |            |            |
|  | euros/kWh | 1.500        |              |                          | 1.750.000 | 468.750    | 468.750    |            |            |            |            |
| SUBVENCIÓN   |           |              |              |                          |           |            |            |            |            |            |            |
|  |           | 25,0%        |              |                          |           |            |            |            |            |            |            |
| TIR ANTES DE IMPUESTOS (10 años)                                 |           |              |              |                          |           |            |            |            |            |            |            |
|  |           |              |              |                          |           |            |            |            |            |            | 4,9%       |

図 4 スペインにおける標準設備に基づく発電コストの計算シート例

出典) IDAE (省エネルギー・エネルギー多様化研究所)

### 3.1.3. 買取価格設定にあたっての回避可能原価の考え方

スペインでは、特別制度の対象発電設備は、上述のとおり電力を市場で売電し、規定のプレミアム価格を上乗せして受け取るオプション（Feed-in premium）を選択することが可能となっている。風力発電事業者の大多数はこのオプションを選択しており、卸電力取引市場における1時間ごとの系統限界価格（プール価格）に加えてプレミアム価格を得ている。

卸電力取引市場における系統限界価格は、季節や時間帯によって様々であるが、2009年、2010年における平均価格は約37ユーロ（4,440円）/MWhである。

Gráfico IV.02. Evolución anual del precio del mercado diario y tasa de variación. 2003-2010

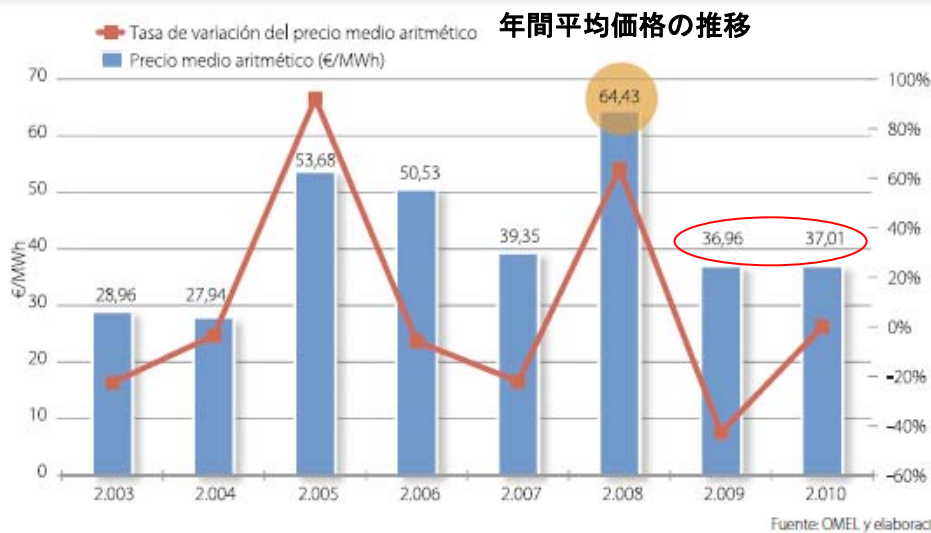


Gráfico IV.04. Evolución mensual del precio promedio aritmético del mercado diario. 2005-2010

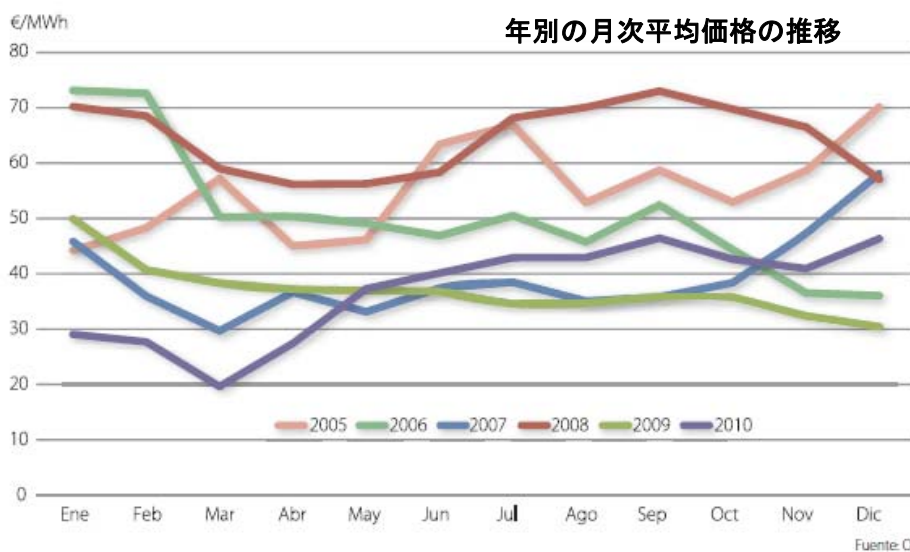


図 5 スペインの卸電力市場における系統限界価格の推移

出典) Asociación Empresarial Eólica, “Eólica ’11”

### 3.1.4. 買取価格設定にあたっての第三者意見の聴取

スペインで特別制度の買取価格を設定する場合、主務官庁である産業・観光・商業省は、エネルギー関連の規制機関である国家エネルギー委員会（CNE）に対し、当該提案内容に関する報告書の発行を求めることになる。

国家エネルギー委員会（CNE）による特別制度の買取価格設定に関する報告書の発行手続きは、通常は以下のとおりに行われる。

- 1) 産業・観光・商業省が、国家エネルギー委員会（CNE）に対して政令案を送り、特別制度の買取価格に関する報告書の発行を依頼
- 2) 国家エネルギー委員会（CNE）の理事会が、電気諮問委員会に対して産業・観光・商業省案を伝え、コメント受付の期間を与える（通常20日間、緊急の場合は10日間）
- 3) これは特別に重要な規則であるため、電気諮問委員会による審議では受け付けたコメントは公開される
- 4) 国家エネルギー委員会の職員（テクニカルサービス）が、理事会に対して、産業・観光・商業省の作成した料金案に関する報告書を、電気諮問委員会委員の個別意見を含めて提出
- 5) 理事会にて報告書の内容について決議し、産業・観光・商業省に報告書を提出（電気諮問委員会の各委員の陳述書は、報告書に添付）

上記の手続きに基づいて発行された国家エネルギー委員会（CNE）による報告書に法的拘束力はないが、産業・観光・商業省が報告書の提言と異なる案を採用する場合には、弁明が求められる。

また、実質的な審議を行う国家エネルギー委員会（CNE）の電気諮問委員会は、国家エネルギー委員会（CNE）の組織を規定した政令（RD 1339/1999）において構成メンバーの要件が定められており、需要家・ユーザー協会や生産者、流通業者、輸送業者、配電業者、環境保護団体、地方行政代表が代表者を送る「ステークホルダー・グループ」となる。メンバー構成は、次ページの表2を参照いただきたい。

委員会のメンバーは2年ごとに改選されるが、再選が可能となっている。また、行政代表についてはメンバー改選の制約は適用されず、その職務に就いている間は委員会メンバーとしての職務を続けることになる。

表 16 国家エネルギー委員会(CNE)の電気諮問委員会構成メンバー

| 所属                    | 役職                                   | 詳細   |
|-----------------------|--------------------------------------|--|
| 国家エネルギー委員会            | 長官                                   |  |
|                       | 理事会の秘書官                              |  |
| 国家行政                  | 産業・観光・商業省<br>電気エネルギー部門副局長            |  |
|                       | 産業・観光・商業省<br>エネルギー計画部門副部長            |  |
| 原子力安全委員会              | 委員長                                  |  |
| 自治州／自治都市              | エネルギー・鉱山部門部長など19人                    |  |
| 電気セクターの企業             | ACOGEN技術部長                           | 特別制度利用の自家発電事業者                               |
|                       | 再生可能エネルギー協会（APPA）会長                  | 特別制度利用の他の発電事業者                               |
|                       | スペイン電事連（UNESA）規制部長                   | 発電事業者  |
|                       | 送電系統運用者（RED ELÉCTRICA）送電部長           | 送電   |
|                       | スペイン電事連（UNESA）配電部門長                  | 配電   |
|                       | 電気事業者協会（ASEME）理事長                    | 1997年電気事業法の第11規定により制度適用された配電業者 <sup>1)</sup> |
|                       | CIDE（小規模配電事業者）社長                     | 1997年電気事業法の第11規定により制度適用された配電業者 <sup>1)</sup> |
|                       | OMEL社長                               | マーケット・オペレーター                                 |
|                       | RED ELECTRICAオペレーション部長               | 送電系統運用者                                      |
|                       | CIDE（小規模配電事業者）部長                     | 市場調査 <sup>1)</sup>                           |
|                       | 電気事業者協会（ASEME）部長                     | 市場調査 <sup>1)</sup>                           |
|                       | スペイン電事連（UNESA）総務/規制部門長               | 市場調査 <sup>1)</sup>                           |
| 独立系エネルギー小売事業者協会（ACIE） | 市場調査 <sup>1)</sup>                   |  |
| 需要家及びユーザー             | HISPACOOOP（スペイン共同組合連盟）               | 家庭需要家  |
|                       | A.E.G.E.（エネルギー多消費産業協会）               | 工業分野の大規模需要家                                  |
|                       | CEESS（サービスセクターの大規模電力需要家協会）理事         | 大規模需要家、サービスセクター                              |
|                       | マドリッド、AERCE（購買・契約・補給の専門家協会）のコーディネーター | エネルギー消費の多い中小企業 <sup>1)</sup>                 |
|                       | ACE（電力需要家協会）の事務局長                    | エネルギー消費の多い中小企業 <sup>1)</sup>                 |
| 環境保護・保全に関する社会的エージェント  | グリーンピース（環境NGO）のエネルギー・キャンペーン担当        |  |

1) 輪番で代表を選出

出典) 国家エネルギー委員会（CNE）

## 3.2. 買取価格見直しの仕組み

### 3.2.1. 買取価格見直しの根拠法令

2011年10月時点で、スペインにおける特別制度の買取価格は、2007年5月に公布された政令（RD 661/2007）に基づいて設定されている。このRD 661/2007では、買取価格の見直しに関して、以下のような規定が設けられている。

#### ①定期的な見直しにかかる条項

##### 第44条

3. 2011-2020年の次期再生可能エネルギー計画の新規目標や、再生可能エネルギー計画（PER）2005-2010及びスペイン省エネルギー・エネルギー効率戦略（E4）の達成度に関する追跡報告書の結果を考慮して、2010年には、これらの各技術に関連するコストや、需要充足における特別制度の利用割合や、制度の技術的・経済的管理における反響に注意を払いながら、また資本市場において金銭的成本に関してある程度の合理的収益率を常に保証しながら、本政令に定義される料金、プレミアム、ボーナス、下限・上限の見直しが着手される。それ以降、4年毎に、先の基準を維持しながら新たな見直しを実施される。
- 固定買取価格及び上限・下限価格について本項が言及する見直しによって、それらの設備の稼働開始の証明書が、見直し実施の年から数えて2年目の1月1日より前に付与される設備には影響はない。

#### ②エネルギー源別に定めた上限容量の85%に累積導入量が達した場合の見直しにかかる条項

##### 第22条

3. 本政令第35～42条に規定されているあるグループまたはサブグループの目標設備容量が85%に到達すると、エネルギー局長の決定により、特別制度での発電設備の行政登録が行われている設備が、プレミアムまたは該当する場合前述のグループまたはサブグループに対して本政令が規定している固定買取価格を受け取る権利のある最大期間が、期間終了日に先立って決定される。それは12ヶ月未満となつてはならない。
- そのため、国家エネルギー委員会はエネルギー局官房に、第21条が言及する情報システムにより反映されるデータの分析を考慮し、また新規設備の設置スピード及び、ある技術タイプのプロジェクトに対する事業を実施する平均期間を考慮し、締め切りを提案する。

### 3.2.2. 買取価格見直し着手の要件

#### ①エネルギー源別の導入実績に応じた買取価格見直し

スペインの固定価格買取制度では、上述の根拠法令にて、再生可能エネルギー源別の累積導入量の上限（参照容量目標値）を設定し、設備容量がその上限の85%に達したエネルギー源の買取価格を見直す条項を設けている。この累積導入量の上限（参照容量目標値）は、1997年電気事業法に基づく再生可能エネルギー計画と原則としてリンクしている。再生可能エネルギー計画2005-2010で定められた設備容量目標と、RD 661/2007で設定された参照容量目標は下表のとおりである。

例えば太陽熱発電では、再生可能エネルギー計画2005-2010の500MWという目標設備容量を基準として参照容量目標が設定されており、その85%である425MWに累積導入量が達した場合には、買取価格を見直すことがあらかじめ定められている。

表 17 「再生可能エネルギー計画 2005-2010」の設備容量目標とRD661/2007の参照容量目標

単位：MW

| エネルギー源           |         | 再生可能エネルギー計画   |               | RD661/2007 |          |
|------------------|---------|---------------|---------------|------------|----------|
|                  |         | 2004年実績       | 2010年目標       | 参照容量目標     | 左記容量の85% |
| 水力               | 50MW超   | 13,521        | 13,521        | 2,400      | 2,040    |
|                  | 10~50MW | 2,897         | 3,257         |            |          |
|                  | 10MW未満  | 1,749         | 2,199         | 1,317      | 1,119    |
| 風力               |         | 8,155         | 20,155        | 20,155     | 17,131   |
| 太陽光              |         | 37            | 400           | 371        | 315      |
| 太陽熱              |         | 0             | 500           | 500        | 425      |
| バイオガス            |         | 141           | 235           | 250        | 212      |
| バイオマス            | 専焼設備    | 344           | 1,317         | 1,317      | 1119     |
|                  | 混焼設備    | 0             | 722           |            |          |
| 都市固形廃棄物          |         | 189           | 189           | 350        | 297      |
| <b>再生可能電力分野計</b> |         | <b>27,032</b> | <b>42,494</b> |            |          |

出典) Plan de Energías Renovables en España 2005-2010

このRD661/2007で設定された累積導入量の上限（参照容量目標値）に対する導入実績の推移については、下表のとおり、エネルギー市場の規制機関である国家エネルギー委員会（CNE）が、月次で公表している。

**表 18 国家エネルギー委員会(CNE)による目標に対する導入量推移の公表状況**

**Anexo 4. Grado de cumplimiento de los objetivos de planificación e información estadística**

Resultado para el mes n/año **7 2011**

|                            | PEn (MW) (1) | PO (MW) | Gn (%) (2) | V (MW/mes) | N85 (n° meses) (3) | N100 (n° meses) (4) | Pi n   | Pi n-12 |
|----------------------------|--------------|---------|------------|------------|--------------------|---------------------|--------|---------|
| Cogeneración               | 6.303        | 9.215   | 68%        | 26         | 60                 | 113                 | 6.114  | 5.994   |
| Solar PV                   | 4.103        | 1.731   | 237%       | 37         | SUPERADO           | SUPERADO            | 3.980  | 3.658   |
| Solar termoeléctrica       | 749          | 500     | 150%       | -          | SUPERADO           | SUPERADO            | 749    | -       |
| Eólica                     | 20.788       | 20.155  | 103%       | 125        | SUPERADO           | SUPERADO            | 20.164 | 19.287  |
| Eólica (DT7 <sup>a</sup> ) | 0            | 2.000   | 0%         | -          | -                  | -                   | -      | -       |
| Hidráulica =< 10MW         | 1.438        | 2.400   | 60%        | 4          | 139                | 222                 | 1.394  | 1.385   |
| Biomasa (b6 y b8)          | 552          | 1.317   | 42%        | 5          | 123                | 166                 | 536    | 497     |
| Biomasa (b7)               | 216          | 250     | 86%        | 2          | SUPERADO           | 22                  | 210    | 198     |
| Residuos Sólidos           | 212          | 350     | 61%        | 3          | 25                 | 41                  | 212    | 171     |

\* Nota: De acuerdo con el nuevo sistema de liquidación y conforme al nuevo ritmo de recepción de la información, se considera que a corto plazo sólo existe un decalaje entre la potencia instalada y la informada a la CNE del 3%, por lo que se supone que la potencia estimada PE en el mes n es superior en dicho porcentaje a la potencia informada Pi en dicho mes.

Se ha considerado el objetivo conjunto definido en los RR.DD. 661/2007 y 1578/2008 (en este caso, los objetivos de los años 2009, 2010 y 2011)

出典) 国家エネルギー委員会 (CNE) , “Informe sobre los resultados de la liquidación de las primas equivalentes, primas, incentivos y complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial; Agosto 2011 (Liquidación 08/2011)”

2011年7月時点で、太陽光、太陽熱、風力、バイオガス発電の累積導入量が、参照容量目標の85%を超過している状況にある。このうち、太陽光発電については、RD661/2007が施行された2007年中に、累積導入容量が参照容量目標(371MW)の85%を超過した。同年9月には、国家エネルギー委員会(CNE)が、産業・観光・商業省に対してしきい値となる容量を超過したことを報告し、新規の太陽光発電設備に適用する買取価格の見直し手続きが進められた。太陽光発電の買取価格見直し動向については、後述する。

**②定期的な買取価格見直し**

上記の累積導入量を契機とした見直しに加えて、RD661/2007の第44条において、2010年の見直し着手と、以降4年ごとの定期的な買取価格見直しを規定している。

なお、現行法令(RD661/2007)では、仮に価格が見直された場合にも、改定後の固定買取価格、及びプレミアム価格を選択している場合の上限価格、下限価格は、新規設備のみに適用される。既存設備は見直しの対象外として、引き続きそれまでの価格が適用される。但し、プレミアム価格については、見直された場合には、既存設備も含む全ての設備に適用される予定である。

**③太陽光発電：導入実績に応じた自動的な買取価格低減(RD1578/2008)**

上述のとおり、太陽光発電については、2007年中に累積導入量が参照容量目標を超過したために買取価格の見直し手続きが進められ、2008年9月に新たな政令(RD1578/2008)を策定して、新規設備に適用する新たな買取価格を定められた。

見直しにあたっては、太陽光発電設備を対象とした買取価格が高すぎるという評価に基づき、全体的に買取価格を引き下げる方向で見直しが行われた。

**表 19 ス페인における太陽光発電の買取価格見直し(RD 1578/2008)**

| 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:<br>20kW以下                    | 34.0 ユーロセント |
| 100kW超、<br>10MW以下  | 41.7500 ユーロセント | 建物一体型:<br>20kW超、2MW以下 <sup>注</sup>  | 32.0 ユーロセント |
| 10MW超、<br>50MW以下   | 22.9764 ユーロセント | その他(陸上設置型等):<br>10MW以下 <sup>注</sup> | 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  
出典) 各種資料より東京海上日動リスクコンサルティング作成

また、買取対象とする太陽光発電設備の年間上限枠を設定し、四半期ごとに対象設備を募集する形式に改定された。そして、買取価格については、当初に決められた買取価格から、設定された3タイプ別に、直近の四半期における年間上限枠に対する導入容量実績に応じて、価格を変動させる方式が導入された。

具体的には、上記の年間上限枠をタイプ別に割り当てた募集容量の75%以上がカバーされた時点で、決められた低減率の計算式にしたがって、次の四半期に募集される新規設備に適用される買取価格が低減される。

**表 20 RD1518/2008に基づく新規太陽光発電設備の買取価格低減の仕組み**

●直近の四半期における募集設備容量に対して事前登録された設備容量比

- ・75%未満 → 前回の募集時から買取価格変更なし
- ・75%以上 → 以下の計算式に基づいて、新規募集設備の買取価格を低減

**新規募集時の買取価格**

$$= \text{前回の買取価格} T_{n-1} [(1 - A) \times (\text{前回募集容量} P_0 - \text{前回登録設備容量} P) / (0.25 \times P_0) + A]$$

※A: 係数  $0.9^{1/m}$  mは年間の公募回数

例えば、1年間に4回の公募が行われた場合には、計算式は以下のとおり。

$$[(1 - 0.974) \times (\text{前回募集容量} P_0 - \text{前回登録設備容量} P) / (0.25 \times P_0) + 0.974]$$

仮に、募集容量33.25MWに対して、30MW(90%)の事前登録がされた場合には、前回募集価格の98.4% (計算式:  $0.026 \times (33.25 - 30) / (0.25 \times 33.25) + 0.974$ )、つまり1.6%低減した買取価格が、新たな募集時の買取価格となる。

出典) RD1578/2008 第11条



逆に、タイプ別の募集容量に対し、公募において二期連続 50%に達しなかった場合は、産業・観光・商業省の決議を通じ、次回の公募における買取価格を、募集容量が埋まった場合に削減される比率分 (3.6%程度) だけ引き上げることができることも規定されている。加えて、建物一体型の 2 タイプの買取価格については、20kW超の設備を対象とした買取価格が、20kW以下の設備を対象とした買取価格を下回らないようにすることも規定されている。

こうして計算式に従って四半期ごとに設定されるタイプ別の買取価格は、以下のRD 1578/2008の規定に従って、産業・観光・商業省のホームページで以下のとおりに公表される。

**表 21 RD1518/2008 に基づく新規太陽光発電設備の買取価格の公表**

|   |
|---|
| <p><b>第5条 設備容量の割当</b></p> <p>5. 産業・観光・商業省はそのホームページで、各公募の締め切り以前に、適用する固定買取価格など、各タイプ・サブタイプに対する設備容量の割当を公表するものとする。</p> |
|---|

出典) RD1578/2008 第 5 条

**Listados de la resolución del segundo trimestre de 2011**

- [Resolución de 20 de julio de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas \[PDF\] \[94,21 KB\]](#)
- [Tipo I.1.-Inscritos \[PDF\] \[556,77 KB\]](#)
- [Tipo I.1.-No inscritos \[PDF\] \[625,35 KB\]](#)
- [Tipo I.1.-Inadmitidos \[PDF\] \[396,62 KB\]](#)
- [Tipo I.2.-Inscritos \[PDF\] \[528,01 KB\]](#)
- [Tipo I.2.-No inscritos \[PDF\] \[408,06 KB\]](#)
- [Tipo I.2.-Inadmitidos \[PDF\] \[324,57 KB\]](#)
- [Tipo II-Inscritos \[PDF\] \[369,68 KB\]](#)
- [Tipo II-No inscritos \[PDF\] \[348,83 KB\]](#)
- [Tipo II-Inadmitidos \[PDF\] \[256,58 KB\]](#)

Los valores de las tarifas que serán de aplicación para la convocatoria del tercer trimestre de 2011 son:

- ✦ Subtipo I.1: 28,1271 c€/kWh
- ✦ Subtipo I.2: 19,8353 c€/kWh
- ✦ Tipo II: 13,0324 c€/kWh

Los cupos de potencia que serán de aplicación para la convocatoria del tercer trimestre de 2011 son:

- ✦ Subtipo I.1: 7,168 MW
- ✦ Subtipo I.2: 67,892MW
- ✦ Tipo II: 38,947 MW

Diagram annotations:

- Red bracket on the right side of the PDF list: 前回募集(2011年第2四半期)の登録結果 (承認設備、却下設備のリスト)
- Red bracket on the right side of the tariff list: 2011年第3四半期の募集に適用する買取価格
- Red bracket on the right side of the capacity list: 2011年第3四半期の募集に適用する募集設備容量の割当

**図 6 産業・観光・商業省ホームページにおける太陽光発電の買取価格の公表方法**

出典) 産業・観光・商業省

<http://www.mityc.es/ENERGIA/ELECTRICIDAD/REGIMENESPECIAL/Paginas/InstalacionesFotovoltaicas.aspx>

④太陽光発電：緊急的な買取価格の見直し（RD1565/2010）

スペインでは、2010年11月20日に、太陽光発電設備への買取価格減額に関する政令（Royal Decree 1565/2010、以下RD 1565/2010）が成立した。本政令によって、小規模（20kW以下）建物一体型発電設備については5%、大規模（20kW超）建物一体型設備については25%、その他（陸上設置型設備）については45%減額されることになった。

表 22 RD 1565/2010 に基づく新規太陽光発電設備の買取価格低減

| 附則第4 本政令の発効後、最初の事前登録の募集に対する太陽光料金の特別削減   |              |
|---|--------------|
| 1. 申請提出期間が本政令の発効後に始まる、料金提供設備の事前登録の最初の募集に対する太陽光設備料金は、9月26日付けの政令1578/2008の第11.2条が規定する方法論の適用結果の値に基づき、以下の係数を乗じて計算される。 |              |
| a) タイプI.1の設備: 0.95  | ※建物一体型20kW以下 |
| b) タイプI.2の設備: 0.75  | ※建物一体型20kW超  |
| c) タイプII の設備: 0.55  | ※陸上設置型       |

出典) RD 1565/2010 附則第4

この背景には、スペインにおける電力料金徴収不足による累積赤字の問題がある。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146億ユーロ（1.75兆円）に達している。この累積赤字の解消に向けて2010年12月24日に制定された「電力料金赤字解消のための緊急措置に関するRoyal Decree-Law 14/2010（RDL 14/2010）」の措置の一つとして、太陽光発電を対象とした買取価格引き下げが実施された。

本政令に基づき、2011年第二四半期の対象設備募集以降の買取価格が大幅に引き下げられた。さらに本政令によって、既存設備も含めて買取価格が適用される期間が、それまでの30年間から25年間に短縮されることになった。

RD1578/2008 施行以降の3タイプ別の買取価格推移は、以下のとおり。

RD 1578/2008に基づき太陽光発電設備に適用される固定買取価格（ユーロセント/kWh）

|             |        | 2008年            | 2011年            |                  |                  |                  |                  |
|-------------|--------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
|             |        |                  | 第4Q              | 第1Q              | 第2Q              | 第3Q              | 第4Q              |
| 建物一体型       | 20kW以下 | 34.0000<br>¥40.8 | 32.1967<br>¥38.6 | 31.3542<br>¥37.6 | 28.8821<br>¥34.7 | 28.1271<br>¥33.8 | 27.3817<br>¥32.9 |
|             | 20kW超  | 32.0000<br>¥38.4 | 28.6844<br>¥34.4 | 27.8887<br>¥33.5 | 20.3726<br>¥24.4 | 19.8353<br>¥23.8 | 19.3170<br>¥23.2 |
| その他(陸上設置型等) |        | 32.0000<br>¥38.4 | 25.8602<br>¥31.0 | 25.1714<br>¥30.2 | 13.4585<br>¥16.2 | 13.0324<br>¥15.6 | 12.4970<br>¥15.0 |

図 7 RD1578/2008 以降に太陽光発電設備に適用される買取価格

### 3.2.3. 買取価格設定にあたっての発電コストの調査方法

#### ①国家エネルギー委員会（CNE）による情報収集

特別制度の買取価格を定めたRD 661/2007 では、エネルギー規制機関である国家エネルギー委員会（CNE）に、特別制度の対象設備の費用に関する情報収集の権限を与えている。

**表 23 RD 661/2007 に基づく国家エネルギー委員会(CNE)の権限**

|   |
|---|
| <p><b>第44条</b></p> <p>4. 国家エネルギー委員会は、技術タイプを構成する実際の様々な設備の投資、コスト、収入、その他のパラメーターの情報を収集するとともに、通知により、技術及び設備タイプの定義を決めるための権限を与えられる。</p> |
|---|

出典) RD 661/2007 第 44 条

具体的な情報収集の手続きは、「国家エネルギー委員会（CNE）による 2005 年 10 月 13 日付け 通達 3/2005（以下、Circular 3/2005）」において規定されている。事業者が提供すべき情報項目の中には、当該設備の設置費用、運営費用、収入に関する情報等が含まれており、設備容量 1MW 以上の特別制度対象設備には、国家エネルギー委員会（CNE）への情報提供が義務付けられている。

**表 24 Circular 3/2005 の規定内容**

|            |  |
|------------|--|
| 情報を請求される主体 | 特別制度に基づく発電設備の全名義人<br>※ 設備容量1MW未満の発電設備については、自発的な情報送付が求められる。但し、CNEはランダムに当該設備を選び、義務的な情報送付を請求することができる。 |
| 情報の送付時期    | 毎年第一四半期中に、前年度に関する情報を送付   |
| 情報の提供項目    | 付属書のフォーム（次ページ参照）に従って当該設備の投資、コスト、収入、その他のパラメーターを提供   |
| 罰則適用       | CNEへの故意の情報提出拒否は、1997年電気事業法の第60.11条の規定に従い、非常に重い違反として制裁を受ける  |
| 収集情報の活用    | CNEは、統計目的で、収集した情報（機密情報を含む）を、情報提供主体が識別できないような形で発表することが可能  |

出典) Circular 3/2005 ([http://noticias.juridicas.com/base\\_datos/Admin/c3-2005-itc.html](http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/c3-2005-itc.html))

| 添付資料  |          |                      |   |   |   |
|---|----------|----------------------|---|---|---|
| 請求情報  |          |                      |   |   |   |
| 特別制度下の設備投資及びコストに関する情報   |          |                      |   |   |   |
| CNEのホームページ上のフォーム記入・送付方法についてはご相談下さい                            |          |                      |   |   |   |
| <b>設備データ</b>  |          |                      |   |   |   |
| 名称  |          |                      |   |   |   |
| 名義人   |          |                      |   |   |   |
| 設備に与えられる各最終認可に関する情報   |          |                      |   |   |   |
| 認可番号  | 1        | 2                    | 3 | 4 | n |
| 自治州の登録コード番号   |          |                      |   |   |   |
| 産業省の登録コード番号   |          |                      |   |   |   |
| 稼働日   |          |                      |   |   |   |
| 設備が受け入れられた勅令  |          |                      |   |   |   |
| RDの категория、グループ、サブグループ                                     |          |                      |   |   |   |
| 設備の電気容量   |          |                      |   |   |   |
| <b>技術パラメーター</b>   |          |                      |   |   |   |
|   | 情報       | 単位                   |   |   |   |
| 認可番号  |          |                      |   |   |   |
| 設備に関する生産及びコストと収入が生じた期間  |          | 開始日・最終日              |   |   |   |
| 新規設備または根本的修正  |          |                      |   |   |   |
| 技術の特徴   |          |                      |   |   |   |
| 発電機の特徴  |          |                      |   |   |   |
| 消費燃料 i  |          |                      |   |   |   |
| 消費燃料 i の量   |          | t または kl             |   |   |   |
| PCI(燃料 i の平均低位発熱量)  |          | te/tまたはte/kl         |   |   |   |
| 処理した廃棄物量  |          | t または m <sup>3</sup> |   |   |   |
| (固有、共有、譲渡)電気接続設備の所有権  |          |                      |   |   |   |
| 接続地点の電圧レベル  |          | KV                   |   |   |   |
| 使用権   |          | %                    |   |   |   |
| 電気収益  |          | %                    |   |   |   |
| 同等の電気収益   |          | %                    |   |   |   |
| 設備のグローバルな収益   |          | %                    |   |   |   |
| 稼働時間  |          | 時間                   |   |   |   |
| 消費された1次エネルギー(Q)   |          | MWh                  |   |   |   |
| 生産総電気エネルギー(E)   |          | MWh                  |   |   |   |
| 譲渡有効熱エネルギー  |          | MWh                  |   |   |   |
| 設備における補助的電気消費   |          | MWh                  |   |   |   |
| 電気の自家消費(コジェネ・プラント)  |          | MWh                  |   |   |   |
| 請求された電気エネルギー(電力系統への販売)  |          | MWh                  |   |   |   |
| 予測寿命  |          | 年                    |   |   |   |
| <b>投資データ</b>  |          |                      |   |   |   |
|   | 情報       | 単位                   |   |   |   |
| 設備投資合計  |          | 千ユーロ                 |   |   |   |
| 主要機材  |          | 千ユーロ                 |   |   |   |
| 土木工事  |          | 千ユーロ                 |   |   |   |
| 電気・ネットワークへの接続   |          | 千ユーロ                 |   |   |   |
| ガス・ネットワークへの接続   |          | 千ユーロ                 |   |   |   |
| その他(特定する)   |          | 千ユーロ                 |   |   |   |
| 投資(非物質的な)   |          | 千ユーロ                 |   |   |   |
| 投資に対して受け取った補助金  |          | 千ユーロ                 |   |   |   |
| 建設の時間   |          | 開始日・最終日              |   |   |   |
| <b>資金調達データ</b>  |          |                      |   |   |   |
|   | 情報       | 単位                   |   |   |   |
| 資金調達のタイプ  |          |                      |   |   |   |
| 利子に対する補助金(YES/NO)   |          | %                    |   |   |   |
| 財政上のインセンティブ(YES/NO)   |          | %                    |   |   |   |
| <b>設備のコスト</b>   |          |                      |   |   |   |
|   | 情報       | 単位                   |   |   |   |
| 設備の総コスト   |          | €                    |   |   |   |
| 運営・維持   |          | €                    |   |   |   |
| 燃料  |          | €                    |   |   |   |
| 緊急用エネルギー  |          | €                    |   |   |   |
| 使用料   |          | €                    |   |   |   |
| その他のコスト(特定する)   |          | €                    |   |   |   |
| <b>設備のその他の収入</b>  |          |                      |   |   |   |
|   | 情報       | 単位                   |   |   |   |
| 設備のその他の収入合計   |          |                      |   |   |   |
| 運営補助金   |          | €                    |   |   |   |
| 熱エネルギーの販売   |          | €                    |   |   |   |
| 産業への電気エネルギーの販売  |          | €                    |   |   |   |
| 廃棄物処理による収入  |          | €                    |   |   |   |
| 副産物の販売(特定)  |          | €                    |   |   |   |
| その他(特定)   |          | €                    |   |   |   |
| <b>考察</b>   |          |                      |   |   |   |
|   | 情報       |                      |   |   |   |
| 関係する何らかの情報、送付情報の説明に役立つ情報や、設備に登録されている出来事などを記入<br>試験期間の情報は含めない。 |          |                      |   |   |   |
|   | 名義人または代表 |                      |   |   |   |
|   | (署名及び日付) |                      |   |   |   |

図 8 Circular 3/2005 に基づく特別対象設備からの情報提供項目

## ②「再生可能エネルギー計画 2011-2020」における発電コスト分析

スペインでは、EU再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）で設定された、2020年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの比率を20%とする目標を、持続可能経済法（Ley 2/2011）第78条において国内法制化している。

また、同第79条では、この目標達成に向けた計画を策定することが規定されている。2011年10月現在、2020年までの再生可能エネルギー導入促進に向けた計画（再生可能エネルギー計画2011-2020）の策定作業が進められている。この計画の立案に際して、以下の17件の総合的研究並びに部門別研究が実施され、技術面、経済面、社会面、環境面から多角的分析が掘り下げて行われた。

**表 25 再生可能エネルギー計画 2011-2020 策定にむけて実施された関連研究**

- ・ 2011-2020年再生可能エネルギー計画の戦略的環境アセスメント（EAE）
- ・ 2020-2030年の技術の進歩、及び技術別コストの展望に関する研究（現状のコスト構成の分析を含む）
- ・ 電力系統の発展に関するポテンシャル及び判断基準の分析
- ・ 2010年のスペインにおける再生可能エネルギーが促進する関連雇用の研究
- ・ 国家生産制度において再生可能エネルギーが与える経済的影響の研究
- ・ ガイドライン2009/28/ECの13、14、16項ならびに17～21項の要件を満たすための特別対策の起草に対する技術的支援
- ・ スペインで生産されるバイオ燃料による温室効果ガスの収支推移
- ・ スペインにおけるバイオガス生産の現状及びポテンシャル
- ・ バイオマスのリソース評価に対するポテンシャルと情報ツール:
  - 農業バイオマスのエネルギー・ポテンシャルの評価
  - 森林バイオマスのエネルギー・ポテンシャルの評価
- ・ スペインにおける波力エネルギーのポテンシャル評価
- ・ スペインにおける風力地図のリソース及び作成の研究
- ・ スペインにおける地熱エネルギーのポテンシャル評価
- ・ スペインにおける廃棄物の直接的エネルギー評価の現状とポテンシャル
- ・ 建築基準（HE4、HE5、CTE）の項目の達成から派生した太陽熱エネルギー及び太陽光エネルギーのポテンシャル評価
- ・ 住宅分野及びサービス分野の建物における太陽熱エネルギーのポテンシャル評価
- ・ 産業分野への太陽熱エネルギー適用のポテンシャル評価
- ・ 太陽光を使った熱伝分野でのスペインにおけるポテンシャル評価

出典) Borrador Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020

上記のうち発電コスト分析に関しては、2009年6月に、産業・観光・商業省が、「再生可能エネルギー計画 2010-2020」の策定に向けた背景調査として、再生可能エネルギー源別のコストの現状と将来予測に関する調査を公募した。The Boston Consulting Groupが調査を受託している。2011年10月時点で詳細な調査結果は公表されていないものの、再生可能エネルギー源別に2010年、2015年、2020年における発電コストの分析が実施されている。

2011年10月に実施したIDAEへのヒアリング調査では、発電コスト算定にあたっての利子率、耐用年数等のパラメーターは、委託業者（The Boston Consulting Group）の保有データ、および委託業者によるアンケートで収集されたデータに基づき決定したとの回答であった。また、一部、IDAEが独自に分析して得た情報も活用した模様である。

発電コスト分析にあたっての方法論の詳細については、「再生可能エネルギー計画 2011-2020」とあわせて、2011年11月中旬に公表される予定になっている。

巻末では、参考資料2として、2011年7月に公表された「再生可能エネルギー計画 2011-2020（草案）」から、太陽光発電の発電コスト分析の部分を暫定訳として紹介する。

### 3.3. 買取価格設定に関する課題

スペインの特別制度では、太陽光発電について、固定買取価格が以下のように改正されてきた。

**表 26 スペインにおける太陽光発電の固定買取価格の変更経緯**

| 2003年(RD 2818/1998) |                | 2004年(RD 436/2004)                  |              |
|---------------------|----------------|-------------------------------------|--------------|
| 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 |
|                     |                |                                     |              |
| 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:<br>20kW以下                    | 34.0 ユーロセント  |
| 100kW超、<br>10MW以下   | 41.7500 ユーロセント | 建物一体型:<br>20kW超、2MW以下 <sup>注</sup>  | 32.0 ユーロセント  |
| 10MW超、<br>50MW以下    | 22.9764 ユーロセント | その他(陸上設置型等):<br>10MW以下 <sup>注</sup> | 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

出典）各種資料より東京海上日動リスクコンサルティング作成

スペインの太陽光発電市場の特徴は、比較的に大規模な設備を中心に導入促進が進められてきた点にある。2004年の制度改正において、100kWに買取価格のしきい値が変更されたことにより、100kW以下の設備の導入が促進された。また、2007年の制度改正では、100kW超 10MW以下の設備の買取価格が 41.75 ユーロセントに設定され、この区分の太陽光発電の申請が増加した。特別制度の対象となる累計太陽光発電設備を見ると、2008年末で51,312設備、3,459MWとなっており、1設備あたりの平均設備容量 67.4kWとなっている。

特別制度に基づき買取対象となる太陽光発電設備の設備容量推移は以下のとおり。

**表 27 特別制度の対象となる太陽光発電設備の導入量推移**

※2011年5月24日時点のデータ

| 年     | 発電量<br>(GWh) | 設備容量<br>(MW) | 設備数    | 単年度増加分<br>(MW) |
|-------|--------------|--------------|--------|----------------|
| 1994年 | 1            | 1            |        |                |
| 1995年 | 1            | 1            |        |                |
| 1996年 | 1            | 1            |        |                |
| 1997年 | 1            | 1            |        |                |
| 1998年 | 1            | 1            | 12     |                |
| 1999年 | 1            | 2            | 16     | 0              |
| 2000年 | 1            | 2            | 45     | 1              |
| 2001年 | 2            | 4            | 196    | 2              |
| 2002年 | 5            | 7            | 795    | 3              |
| 2003年 | 9            | 11           | 1,581  | 4              |
| 2004年 | 18           | 23           | 3,266  | 11             |
| 2005年 | 40           | 47           | 5,391  | 25             |
| 2006年 | 105          | 146          | 9,875  | 98             |
| 2007年 | 491          | 701          | 20,285 | 556            |
| 2008年 | 2,543        | 3,459        | 51,312 | 2,757          |
| 2009年 | 6,042        | 3,648        | 52,123 | 189            |
| 2010年 | 7,035        | 4,359        | 54,734 | 712            |

出典) 国家エネルギー委員会 (CNE)

[http://www.cne.es/cne/Publicaciones?id\\_nodo=143&accion=1&soloUltimo=si&sIdCat=10&keyword=&auditoria=F](http://www.cne.es/cne/Publicaciones?id_nodo=143&accion=1&soloUltimo=si&sIdCat=10&keyword=&auditoria=F)

2007年(RD 661/2007)制度改正に伴う買取価格の改定を受けて、2007年、2008年の設備容量が急増した。政府は太陽光発電の買取価格を高く設定しすぎたと評価し、2008年9月の制度改正(RD 1578/2008)で、買取価格の引き下げと年間上限枠の設定を行った。その制度改正のタイミングで「駆け込み需要」が発生し、高い買取価格が適用される2008年9月末までに系統連系するプロジェクトが急増する結果を招いた。

また、従前の高い買取価格が適用される期限の2008年9月末までに系統連系していないにも関わらず、設備認定を不当に受けて、高い買取価格を不正に受け取る発電者が多数現れた。この件を解決するために、2010年にRDL 1003/2010という特措法が出され、特赦として、2か月以内(2010年8月～10月の間)に違反を認め、不当利益分を返金したら、設備認定の取り消しを行わない措置を法令で布告する事態に至った。それでも、国家エネルギー委員会(CNE)は、2011年6月までに1,282の太陽光発電設備を対象として、買取価格適用の差し止め措置を講じていると報じられている。国家エネルギー委員会(CNE)の特別制度担当者へのヒアリングでは、風力発電や太陽熱発電といった他の再生可能エネルギー源は比較的に専門事業者によるプロジェクトが多いが、太陽光発電には専門業者以外の参入が多かったことも、混乱を拡大させた原因として挙げていた。

## 4. イギリス

---



## 4.1. 買取価格の設定根拠

### 4.1.1. 買取価格設定の根拠法令

イギリスにおける固定価格買取制度の根拠法令は、1989年電力法（Electricity Act 1989）32条を修正、及び新たな条項を挿入する形で改正した2008年エネルギー法（Energy Act 2008）で、小規模発電設備を対象とした固定買取価格制度の枠組みを規定している。

この2008年エネルギー法において、エネルギー政策を所管する国務大臣に付与された権限は以下である。

**表 28 2008年エネルギー法に基づき国務大臣に付与された権限**

|  |
|--|
| <p>i) 国務大臣が2008年エネルギー法_第42条で定める手続きを踏んで修正可能な事項</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・ 供給事業者に小規模低炭素発電事業者（もしくは代行者となる電力・ガス市場規制局（Ofgem））への支払いを命じること &lt;買取義務を設定可能&gt;</li><li>・ 上記支払いの計算方法 &lt;買取価格を設定可能&gt;</li><li>・ 支払い額を年率で低減させていく算式 &lt;年率の買取価格低減メカニズムを設定可能&gt;</li><li>・ 支払いをやめる、もしくは減額させる状況 &lt;買取期間等を設定可能&gt;</li></ul> <p>※根拠条文 2008年エネルギー法 第41条 (3)、及び第42条</p> <p>⇒<u>コンサルテーションの実施、及び修正草案の議会での承認手続きが必要</u></p> <p>ii) 国務大臣が命令（Order）により修正可能な事項</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・ 対象とする小規模低炭素エネルギー源および技術のリストの変更（対象設備要件の5,000kW以下への絞込みも可能）</li></ul> <p>※根拠条文 2008年エネルギー法 第41条 (6)</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・ 2008年エネルギー法 第41条で規定している事項以外の関連した修正を行う場合</li></ul> <p>※根拠条文 2008年エネルギー法 第43条 (3)</p> <p>⇒<u>命令案を議会に提出し、承認を得る手続きが必要</u></p> <p>iii) 修正には制定法（1989年電力法）改正が必要な事項</p> <ul style="list-style-type: none"><li>・ 買取対象とする設備の5,000kW以下というしきい値の拡大</li></ul> <p>※根拠条文 2008年エネルギー法 第41条 (4)</p> |
|--|

出典) 2008年エネルギー法より東京海上日動リスクコンサルティング作成

上記の ii) に該当する固定価格買取制度の対象設備の指定については、FIT Order 2010 (Statutory Instruments, 2010 No. 678, Electricity, The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) Order 2010) 及びそれ以降の改正Orderで規定されている。

また、上記の i) に該当する固定買取価格の設定については、供給事業者が遵守すべき標準ライセンス要件（以下、標準電力供給ライセンス要件）で規定されている。

## 4.1.2. 買取価格設定の手順、考え方

### ①買取価格設定根拠に関するヒアリング

イギリスでは、固定価格買取制度の制度設計にあたり、小規模発電設備（設備容量 5,000kW以下）を対象としたスキームであることが主眼として設計が行われた。エネルギー政策の所管庁であるエネルギー・気候変動省（DECC：Department of Energy and Climate Change）の固定価格買取制度の担当者に対して、2011年2月に実施した買取価格の設定根拠に関する問い合わせでは、以下の回答が得られた。

**表 29 イギリスの固定価格買取制度における買取価格の設定根拠の考え方**

イギリスの固定価格買取制度は、小規模発電設備を対象としており、主な参加者として個人家庭やコミュニティを想定した制度設計が行われた。そのため、対象エネルギー源は、信頼性の高い技術のみを採用して、未成熟な技術を支援対象に入れないという設計を行った。

そうした前提の上で、検討を行ったリードシナリオでは、約5～8%の投資回収率（ROI）となるように、（コストを反映、及び過剰支援を防止するために）技術別・設備規模別に買取価格を設定した。技術特有のリスクや設備導入の容易さを反映するように考慮されている。

一般的には、異なる技術の設備導入に関わるリスク、及びこれらのリスクが投資家の投資意欲に与え得る影響を考慮にいて、この5～8%という数字になっている。ここで得られる長期的かつ保証された収益が、小規模及び小型の低炭素発電設備の導入に変革をもたらすものとして、5～8%という投資回収率に至った。

また、対象エネルギー源のうち、太陽光発電については、十分に試行された技術であることから、投資に対するリスクが少なく、他の技術より導入しやすいことを考慮し、約5%のROIを得られるような価格水準としている。一方で、太陽光発電のROIを5%と設定するにあたり、発電コストが相対的に高いこと、またそれが制度全体ひいては需要家の光熱費に与える影響も考慮に入れている。

出典) 平成 22 年度「再生可能エネルギーの買取価格設定等に関する海外動向調査業務成果報告書」

イギリスでは、2010年4月に固定価格買取制度が施行されたが、施行に先立って2回のコンサルテーションによる意見募集が行われている。以下では、買取価格設定に関するコンサルテーションペーパーでの説明、及び寄せられた意見に対する政府回答の要約を掲載する。

## ②コンサルテーションにおける買取価格設定の説明

2009年7月に公表したコンサルテーションペーパー「Consultation on Renewable Electricity Financial Incentives」では、買取価格設定のアプローチについて、以下のように説明している。

### 価格設定

#### アプローチ

小規模低炭素発電の導入を促進できる水準で固定価格を設定する意向であるが、一方で、固定価格買取制度にかかるコストが全ての需要家により負担されることを念頭に、制度全体としての費用対効果を確保しなくてはならない。また、RO制度（イギリスにおけるRPS制度）および来るべき再生可能熱インセンティブ（RHI：Renewable Heat Incentive）の導入、ならびに固定価格買取制度との間に生じうる重複に対し、市場の歪みや予想外の結果を生じさせない為にも他政策との互換性を確保する必要もある。

買取価格は、適切に設置された設備が相応の収益を期待できるだけの水準で設定する必要がある。しかしながら、投資収益率の保証は、全ての条件におけるあらゆる規模・技術の設備において期待できるものであってはならない（例：好風況地点での風力発電や、太陽光発電の潜在発電量を最大限に引き出すための太陽光パネルの配置の奨励を意図している）。ここで留意すべきは、発電価格、売電価格、及び自家消費分により電力購入せずに済んだ分の節約額の全ての期待収益率を考慮に入れて投資判断がなされるということである。

他国の経験からみても、投資収益率が極めて高い必要はないことが示されている。例えば、ドイツの固定価格買取制度（再生可能エネルギー法(EEG)）の導入で名高いHans-Josef Fell連邦議会議員は、高すぎる収益率は、その費用転嫁により電力価格を必要以上に押し上げ、逆に収益率が低すぎても更なる投資を見込めなくなるとして、目標収益率5～7%を提案した。

従って、我々は、異なる様々な技術の普及に付随するリスク、並びにこうしたリスクが投資意欲に与え得る影響を考慮に入れつつ、設置条件の良い（well sited）設備に対して約5～8%範囲の収益率をもたらす水準での買取価格を検討した。（例えば太陽光発電等の設置許可が不要あるいは容易なエネルギー源と比較して、例えば田園地帯用の帆付風力タービンの様に設計及び設置許可等の認証が複雑なエネルギー源に対しては投資収益率を高くする必要があるかもしれない。）

固定価格買取制度の適用基準の境界にいる開発事業者（特に大規模プロジェクト）が、固定価格買取制度の適用を受けることを目的に、不適切にプロジェクトを縮小しないためにも、固定価格買取制度（5MW以下）及びRO制度からの円滑な移行を確実にを行うため、RO制度を通じて得られる支援と同等水準での買取価格を提案する。固定価格買取制度とRO制度間の移行をより一層向上させるために、特定のケースにおいては提案の買取価格がバンドの増加による恩恵を受ける場合もあることは認識しており、我々はこの点について、意見及び提案を歓迎する。

#### 価格逡減

これは技術コスト低下の反映、またコスト引き下げのある程度の後押しを促す目的で、新規設備向けの買取価格を毎年逡減するもので、この方法は国際的な成功事例を特徴づけるものでもある。この価格逡減は新規設備のみに適用され、既存設備は従来割り当てられている価格が適用され、逡減の影響は受けないものとする。ここで提案する逡減率は、様々な規模・技術に

において見込まれる技術コストの低下に沿うものとする。これは、(通減後の買取価格が) 発電(事業)者となり得るものからの投資を促すに足る収益率をもたらすことができるよう、設備/技術供給産業において達成すべきコスト引き下げの指標となる。

### その他のアプローチ

潜在的投資者の観点から価格設定を検討する場合、「最小コスト」における発電を実現させることを考察することが一つの選択肢となる。英国の「再生可能エネルギー戦略」では、2020年までに再生可能電力の2%または8TWh分に小規模発電が寄与するリードシナリオを提示している。我々はこの8TWh分を2008年エネルギー法にて規定されている固定価格買取制度の基準＝5MW範囲内で最も費用効率の高い技術を通じて実現することを考察することも可能である。我々のモデリングでは、最小資源コストのアプローチをとった場合、一般家庭及び地域レベルでの実現性は低く、一方で、主に大規模発電事業者(風力・水力・バイオマス・廃棄物による5MW規模に近い発電設備―つまりRO制度に類似したエネルギー源及び規模)を後押しすることが示されている。

再生可能エネルギー協会(Renewable Energy Association)が、普及の初期段階において買取価格を高くする段階的買取価格を提案している。我々は、このような枠組みには、低いバンドにおいて高い買取価格を巧みに享受する目的で設備を縮小する様な、価格バンドを巡る駆け引きに対するリスクを軽減する潜在的メリットがあることに特に注目している。しかしながら、この革新的な枠組みは、固定価格買取制度を導入している他のどの国においても試されておらず、我々は本枠組みの採用により制度を一層複雑にし、発電(事業)者の理解を困難にする可能性があることを懸念している。

本コンサルテーションにおいては、固定通減率を提案している。しかしながら、その年の設備容量に応じて通減率が変動するという選択肢は念頭に入れている。

出典) 2009年7月「Consultation on Renewable Electricity Financial Incentives, 3.81～3.102」より訳出

### ③コンサルテーションで寄せられた意見に対する政府回答

②で紹介したコンサルテーションで寄せられた意見に対する政府回答「Feed in Tariffs Government's Response to the Summer 2009 Consultation (Feb. 2010)」では、買取価格の水準決定について、以下のように説明している。

#### 価格水準

#### 収益率

最終的な発電価格は別添の「2020年までの発電価格表」の通りである。英国が掲げる再生可能エネルギー及び炭素目標の達成に貢献し得る小規模低炭素発電の導入を促進する価格設定となっている。また、当支援制度のコストは全電力需要家が分担することを踏まえ、制度全体として費用対効果を確認している。市場の歪みを生じさせないこと、また、固定価格買取制度(FIT)制度・RPS(RO)制度・RHI(再生可能熱インセンティブ)制度との間に整合性を保つことも念頭においている。

様々な技術の普及に伴うリスク、また、そうしたリスクが投資意欲へ与え得る影響を考慮に入れた上で、好立地の設備で実質ベース約5～8%の収益率を期待できる水準で価格を設定した。買取価格にはインフレとの関連性もあることから、名目ベースでの収益率は7～10%となる可能性もある。

対象設備の適格性、及びエネルギー源・規模の分類についてはいくつかの変更が加えられている。詳しくは本政府回答の「適格性：技術」の項を参照のこと。加えて、外的要因または制度設計そのものに変更が生じた結果、価格設定を調整する必要があったものもある。

- ・最新の予測を反映させるため、電力価格の現在価格・将来価格に関わる仮定値、及びそれらが発電（事業）者の収益にどう影響を及ぼすかの仮定を置き換え
- ・全物価を2010年の水準に置き換え
- ・売電価格の水準を変更

2009年夏のコンサルテーションにおいてはこの項目に対する反響が大きく、より高い収益率を求める声が多かった。しかしながら、2012年4月まで価格水準を維持する、つまり低減実施を延期するとした公約と併行して、買取期間を通じて物価スライド制を適用することを鑑みると、5～8%収益率により長期的に保証された収益源は、小規模・マイクロ低炭素発電技術の普及を一步前進させるはずである。

出典) 2010年2月「Feed in Tariffs Government's Response to the Summer 2009 Consultation (Feb. 2010)」

#### 4.1.3. 買取価格設定にあたっての回避可能原価の考え方

イギリスでは、回避可能原価は、法令に従ってあらかじめ国務大臣が規定した売電電力価値（3ペンス/kWh）、もしくは制度1年目における時間加重平均のシステム販売価格（SSP）となる。

制度設計の検討当初は、上記の売電電力価値は実勢価格にあわせて5ペンス/kWhとすることが検討されていた。しかし2009年夏に実施したコンサルテーションの中で、実際の電力価値よりも低くなることを見込まれる3ペンス/kWhの価値が決定された。

固定価格買取制度の施行初年度である2010年度には、3ペンス/kWhを売電電力価値として、買取義務対象者である電力供給事業者の負担平準化措置が実施された。

#### 4.1.4. 買取価格設定にあたっての第三者意見の聴取

3.2.1 で後述するとおり、買取価格設定の手続きは、2008 年エネルギー法第 42 条で、以下のよう  
に定められており、コンサルテーションの実施、及び修正草案の議会における承認手続きが必要  
となる。

**表 30 2008 年エネルギー法において国務大臣に付与された買取価格改定の権限**

|   |
|---|
| <p>第42条 ライセンス条件等修正の権限：手続き</p> <p>(1) 修正を行うにあたり、国務大臣は以下の者から意見を収集しなくてはならない：</p> <p>(a) 修正の対象となるライセンスを保持している者</p> <p>(b) 電力・ガス市場規制局 (Gas and Electricity Markets Authority)</p> <p>(c) その他、国務大臣が適切と判断する者</p> <p>(2) 上記 (1) は本法令の可決前および後に実施するコンサルテーションによって満たすことができる。</p> <p>(3) 修正を行う前に、国務大臣は修正草案を議会に提出しなければならない。</p> <p>(4) 40日間の内に、議会上下院の何れかが、当該草案を承認しないことを決定した場合は、国務大臣は提案した修正に関連する如何なる手続きをもそれ以上進めてはならない。</p> <p>(5) 40日間の内に、上記の様な決定が下されない場合は、国務大臣は草案(draft)をもって修正を行うことができる。</p> <p style="text-align: center;">略</p> |
|---|

出典) 2008 年エネルギー法より東京海上日動リスクコンサルティング作成

2011 年 8 月 1 日以降に稼動する太陽光発電設備 (50kW超) 及び嫌気性消化発電設備を対象とした、新たな設備容量帯の設定と買取価格の緊急見直し (Fast-Track Review) では、2011 年 3 月 18 日～5 月 6 日までパブリックコメント (Consultation on Fast-Track Review of Feed-in Tariffs for Small Scale Low Carbon Electricity) を実施した。その結果を受け、政府は、6 月、パブリックコメントに対する政府回答を公表すると同時に修正草案が議会に提案され、法定の 40 日間の審議の後、承認された。

## 4.2. 買取価格見直しの仕組み

### 4.2.1. 買取価格見直しの根拠法令

イギリスの 2008 年エネルギー法では、第 41 条において、固定買取価格を規定している標準電力供給ライセンス要件等の国務大臣の修正権限について、以下のように規定している。

**表 31 2008 年エネルギー法において国務大臣に付与された買取価格改定の権限**

|  |
|--|
| <p><b>第 41 条 固定価格買取制度に関するライセンス条件等の修正権限</b></p> <p>(1) 国務大臣は下記事項を修正することができる。</p> <ul style="list-style-type: none"><li>(a) 1989 年エネルギー法第 6(1)(c)節または(d)節における特定のライセンスについての条件 (c.29) (配電および供給ライセンス)</li><li>(b) 同法第 8A 節に基づいて、これら規定におけるライセンスに組み込まれている標準的条件</li><li>(c) 同法第 6(1)節におけるライセンスの条件に従って保存される文書、またはそのように保存されている文書を実施するための合意</li></ul> <p style="text-align: center;">略</p> <p>(3) 第 1 款に基づく修正には、下記事項を含めることができる。</p> <ul style="list-style-type: none"><li>(a) 供給ライセンス保持者に対して、ある特定の状況の下、小規模低炭素発電事業者またはそのような発電事業者へ支払いをする権限機関に支払いをなすことを命じる条項</li><li>(b) a 項における支払いの計算方法を指定する条項</li><li>(c) 国務大臣によって公表された、または公表される予定の公式に従って a 項における支払いレベルを年々減額させる条項</li><li>(d) 小規模低炭素発電事業者への支払いをなくす、または減額させることができる状況に関する条項</li></ul> <p style="text-align: center;">略</p> <p>(6) 国務大臣はその命令 (order) により、差し当たり第 5 款に列挙されているエネルギー源および技術の一覧を修正することができる。</p> |
|--|

出典) 2008 年エネルギー法より東京海上日動リスクコンサルティング作成

また、修正の際は、以下の、第 42 条に定める手続きを踏まなければならない。

**表 32 2008 年エネルギー法において規定された買取価格改定の手続き**

|  |
|--|
| <p><b>第 42 条 ライセンス条件等修正の権限：手続き</b></p> <p>(1) 修正を行うにあたり、国務大臣は以下の者から意見を収集しなくてはならない：</p> <p>(a) 修正の対象となるライセンスを保持している者</p> <p>(b) 電力・ガス市場規制局 (Gas and Electricity Markets Authority)</p> <p>(c) その他、国務大臣が適切と判断する者</p> <p>(2) 上記 (1) は本法令の可決前および後に実施するコンサルテーションによって満たすことができる。</p> <p>(3) 修正を行う前に、国務大臣は修正草案を議会に提出しなければならない。</p> <p>(4) 40 日間の内に、議会上下院の何れかが、当該草案を承認しないことを決定した場合は、国務大臣は提案した修正に関連する如何なる手続きをもそれ以上進めてはならない。</p> <p>(5) 40 日間の内に、上記の様な決定が下されない場合は、国務大臣は草案(draft)をもって修正を行うことができる。</p> <p>以下略</p> |
|--|

出典) 2008 年エネルギー法より東京海上日動リスクコンサルティング作成

## 4.2.2. 買取価格見直し着手の要件

### ①買取価格見直しの考え方

買取価格見直し要件及び時期については、根拠法である 2008 年エネルギー法には明確に規定されていない。2009 年 7 月、固定買取価格制度の制度設計時のコンサルテーション(Consultation on Renewable Electricity Incentives)において、評価制度案が提案された。

固定買取価格制度全体の支援レベルを見直すアプローチ方法として、コンサルテーションで提案されたのは、以下の 3 つ (2 つ以上の組み合わせも可) である。

- ・ 早期評価 (技術コストの著しい変化、またはその他合意基準に基づく)
- ・ あらかじめ設定された期間に基づく定期的評価
- ・ 具体的な指標 (例：あらかじめ定められた再生可能エネルギー設備容量の達成) の達成に際する買取価格の見直し

また、長期的かつ定期的な見直しを伴う政策的枠組みは、サプライチェーンの投資の安全性を高めるものであるが、買取価格の見直しは再生可能エネルギー設備の導入に対する投資へ及ぼす影響が大きいため、以下の 2 つの原則も提案された。

- ・ 既存プロジェクト (設備) は固定価格買取制度の対象期間を通して同水準の支援を受ける (つまり、価格低減は適用されない)。



- ・ 技術コストの低下を、当該技術の新規プロジェクトに対する支援水準に反映させることを求める。プロジェクト（設備）コストは評価/見直しの一部として考える予定である。

また、固定買取価格制度の見直しの時期については、上記事項及び価格妥当性を考慮に入れ、以下のように提案されていた。

- ・ RO制度（イギリスにおけるRPS制度）のバンディングと同時期の2013年の実施
- ・ 制度運営に影響を及ぼす抜本的な変更等が必要な場合は、必要に応じて早期見直しを実施する可能性もある

上記のコンサルテーション実施後、2010年2月に公表された政府回答では、見直しの枠組みが以下のように整理された。

**表 33 2010年2月のコンサルテーション政府回答における制度見直しの方針**

|   |
|---|
| <p><b>見直し時期：</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ RO制度のバンディングと同時期の2013年の実施</li> <li>・ 制度運営に影響を及ぼす抜本的な変更等が必要な場合は、必要に応じて早期見直しを実施する可能性もある</li> </ul> <p><b>見直しの範囲：以下を含むFIT制度に関する全ての側面</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 価格水準</li> <li>・ 価格低減率および低減の方法</li> <li>・ 適格エネルギー源</li> <li>・ 売電に関する手続き</li> <li>・ 行政および規制上の手続き</li> <li>・ 他政策/制度との連動</li> <li>・ MCS（小規模発電設備認証スキーム）を含む認定・認証の問題</li> </ul> <p><b>見直しのポイント：</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 買取価格が目標投資収益率を実現できそうか</li> <li>・ 実際に得られている収益率が、英国における再生可能エネルギー等の目標において小規模発電設備の実質的な貢献を引き出すにあたり適切なものか</li> <li>・ 制度の費用対効果は確保できているか</li> </ul> <p><b>適用：</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 支援レベルの変更は見直し後に導入する設備にのみに適用する</li> <li>・ 「売電価格」は制度全体として同水準とすることを意図しているため、見直し後の売電価格に変更が生じないことを保証できない</li> </ul> |
|---|

出典) 2008年エネルギー法より東京海上日動リスクコンサルティング作成

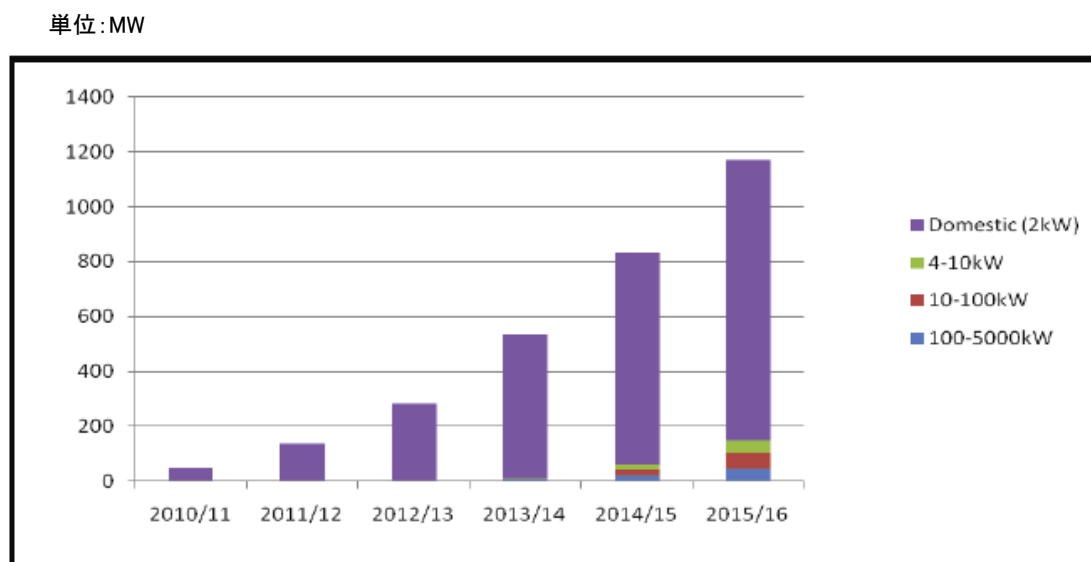
## ②買取価格の見直しレビュー

①で述べたように、買取価格の見直しについて、当初は、2013年に第1回目の見直しを行い、それ以降は5年ごとのレビュー実施を予定していた。しかし、2010年10月に公表された政府の歳出見直し（Spending Review）を受け、2011年末までに最初のレビューを実施することが決定した。本レビューでは、制度のコスト効率化に取り組み、2014/15年度に4,000万ポンド（約56億円、10%）のコスト削減を実現する必要がある。

なお、レビューの結果、買取価格が見直された場合でも、既存設備に適用する発電価格に変更はなく、新規設備が対象となる。ただし、売電価格（3ペンス（4.2円）/kWh）については、制度全体として同水準とすることを意図しているため、見直しの際に一律に変更される可能性があることが決められている。

## ③大規模太陽光設備に対する買取価格の緊急見直し

固定価格買取制度の施行前に行われた分析では、小規模低炭素発電の普及促進を目的とし、家庭用もしくは小規模の太陽光設備に対する買取価格を設定していたため、10kW以上の太陽光設備への影響は考慮していなかった。



出典) DECC, "Consultation on Fast-track Review of Feed-in Tariffs for Small Scale Low Carbon Electricity"

**図 9 太陽光発電設備の累積増加予想（FIT制度開始前に実施）**

**表 34 2010年12月31日現在のFIT制度適用太陽光発電設備の数<sup>4</sup>**

| 太陽光設備容量                  | 予想            | 実際            |
|--------------------------|---------------|---------------|
| 新設 (4kW以下)               | 135           | 225           |
| 改造 (4kW以下)               | 15,096        | 14,132        |
| 4-10kW                   | 0             | 208           |
| 10-100kW<br>(うち50-100kW) | 0             | 51<br>2       |
| 100kW-5MW                | 0             | 0             |
| 独立型                      | 0             | 28            |
| <b>合計</b>                | <b>15,231</b> | <b>14,644</b> |

出典) DECC, "Consultation on Fast-track Review of Feed-in Tariffs for Small Scale Low Carbon Electricity"

しかし、4kW以下の設備については、FIT制度開始前に行われたモデリングに一致していたものの、50kW超の大規模太陽光施設の普及が急速に拡大する兆候を示しており、2011年2月、エネルギー・気候変動省 (DECC) は、FIT制度全体の費用負担額の増加が懸念される水準に達するとして、緊急的な見直しの実施を発表した。

**表 35 大規模太陽光における累積発電増加の予測(MW)**

|                             | 2011年     | 2012年     | 2013年     | 2014年       |
|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|-------------|
| DECC分析<br>(2010年2月)         | 0         | 0         | 5         | 40          |
| 産業界予測<br>大規模太陽光<br>(建築物、更地) | 230       | 620       | 1,115     | 1,470       |
| DECC修正予測                    | 110 ~ 155 | 235 ~ 325 | 445 ~ 610 | 815 ~ 1,095 |

注1: 表の数値はおおよそである。

注2: 産業界の数値は2013年までと2020年の指標値が提供された。DECCは、年間増加を算出するため、これらの数値に手を加えた。

出典) DECC, "Consultation on Fast-track Review of Feed-in Tariffs for Small Scale Low Carbon Electricity"

<sup>4</sup> ROからExgen (9ペンス/kWh) 買取価格に変換された設備は除外されている。予測は、事業年度を基に行われた。制度開始後9ヶ月に予想された増加と実際の増加を比較するため、予想された1年の増加分に0.75を掛けて算出した。年の終わりに向けて増加がゆがむ可能性もあるため、この数値は概数である。

具体的には、50kW超の大規模太陽光発電設備及びバイオマス（嫌気性消化）発電設備の固定買取価格の引き下げを提案し、コンサルテーションが実施された。これらのコンサルテーションに寄せられた意見を受け、標準電力供給ライセンス要件 第33項・付属資料Ⅱに記載されている固定買取価格表を改正する形で価格変更が導入される。見直しの実施は、コンサルテーション及び2008年エネルギー法に定める議会手続きを経て、2011年8月1日から適用された。この適用についても遡及的措置は取られず、8月1日以降に認定される新規FIT設備のみが対象となる。新旧の固定買取価格は以下の通りである（1ポンド=140円で算出）。

**表 36 2011年度中の大規模太陽光発電を対象とした買取価格改定**

| 設備規模      | 2011年度当初<br>買取価格 |          | ⇒        | 2011年度8月1日以降<br>買取価格 |          |
|-----------|------------------|----------|----------|----------------------|----------|
|           | 4kW以下（新築）        | 37.8 ペンス |          | (52.9 円)             | 37.8 ペンス |
| 4kW以下（既築） | 43.3 ペンス         | (60.6 円) | 43.3 ペンス | (60.6 円)             |          |
| 4～10kW    | 37.8 ペンス         | (52.9 円) | 37.8 ペンス | (52.9 円)             |          |
| 10～50kW   | 32.9 ペンス         | (46.1 円) | 32.9 ペンス | (46.1 円)             |          |
| 50～100kW  |                  |          | 19 ペンス   | (26.6 円)             |          |
| 100～150kW | 30.7 ペンス         | (43.0 円) | 19 ペンス   | (26.6 円)             |          |
| 150～250kW |                  |          | 15 ペンス   | (21.0 円)             |          |
| 250～kW    |                  |          | 8.5 ペンス  | (11.9 円)             |          |
| 地上設置型     | 30.7 ペンス         | (43.0 円) | 8.5 ペンス  | (11.9 円)             |          |

出典) Feed-in Tariff, Modifications to the Standard Conditions of Electricity Supply Licences をもとに東京海上日動リスクコンサルティング作成

### 4.2.3. 買取価格設定にあたっての発電コストの調査方法

エネルギー・気候変動省（DECC）は、2010年10月、再生可能電力技術の普及可能性及び発電原価の調査を民間の調査機関（Arup社）に委託した。この調査内容には、投入コスト、投資活動、普及への制約等が含まれており、DECCは、厳しい財政情勢の中、経済メカニズムに基づく再生可能エネルギーのコスト算出を目指し、本調査によるデータ及び分析をRO（Renewables Obligation）制度及びFIT制度における支援レベルの決定に参考とすると表明した。

調査報告書の内容は、以下の2点に分けられている。

- パートA — 再生可能電力技術に最大限利用できるエネルギー源の潜在性及び年間設置容量シナリオ
- パートB — 再生可能電力技術の発電原価

調査にあたっては、公開された産業レポートやDECCの報告書のほか、Arup社の所有する原価データや産業界関係者の協力によるデータを収集した。データの収集・検討の流れについては、

以下のとおり：

- 対象となる技術のプロジェクト原価基準を収集するための、産業関連文献の調査。この調査には、設備投資、運営費、及び設備稼働率に関する情報も含まれる。
- プロジェクト原価データや間接費割り当て基準の見方、均等化発電原価のモデル化に関連する他の技術／運用情報の収集に関して、利害関係者との協議。
  - a. 全技術グループ及びイギリス全土で、約 200 の産業界関係者に統一アンケートを実施
  - b. 主にデベロッパーや施設所有者を含む 70%以上の関係者からアンケートの回答があり、最近完了した、もしくは建設・開発中のプロジェクトに関する情報を収集
  - c. プロジェクトに関する更なる情報を収集し、得られた原価データを有効なものにするため、アンケート回答のほとんどについて、関係者との議論を実施
- 各再生可能技術について、設備容量別にプロジェクトの原価範囲（高、中、低）の設定。これには、開発前のプロジェクト原価や設備投資、運営費も含まれる。その他、効率性や設備稼働率、最低収益率など、他の重要な経済的・技術的データについても収集された。
- 主な間接費割り当て基準及び習熟率に基づく、今後のプロジェクト原価の推定。
  - d. それぞれの再生可能技術の総合コスト指数（Composite cost index）の設定には、主な間接費割り当て基準（例；鉄鋼、労働力、産業用原材料他）を利用した。個々の間接費割り当て基準の変動を示すため、ブルームバーグ社のデータに基づく過去の傾向分析が利用された。原価予測においては、原則為替レートの変動は除外するよう DECC から指示された。
  - e. 期待される産業界の習熟効果は、個別の技術原価に適用されている。習熟率は、イギリスが牽引している産業（例；洋上風力、波力及び潮力）を除き、国際的な普及によって促進される。また、地域のサプライチェーンがまだ発達していない分野（例；先進変換技術(ACT)、地熱）については、今後期待されるサプライチェーンの開発及びその専門化を各技術の習熟率に適用している。
- 現在及び推定されるプロジェクト原価、及びプロジェクトの技術・経済的パラメーターを DECC均等化発電原価モデルへ入力。

以上の検討方法を軸に、再生可能エネルギー源別にコスト算定を行った。

コスト算出については、対象とされる再生可能電力技術に分類される様々な技術分野について、それぞれ設備要領の規模別にプロジェクト原価（設備投資費用、運営費用）の現状と 2030 年までの予測分析を行っている。

巻末では、参考資料 3 として、上記調査報告書「英国における再生可能電力技術の発電コストおよび普及可能性の検討」の中から、太陽光のプロジェクト原価について分析した章の暫定訳を掲載する。