

カリフォルニア州 RPS 制度に見る 再生可能エネルギーの導入促進と費用抑制の両立に向けた取組 (サマリー)

新エネルギーグループ

伊藤 葉子

日本では、再生可能エネルギーの導入拡大に向け 2012 年 7 月に固定価格買取制度 (FIT) が施行された。以降、特に太陽光発電の事業参入が著しく、そのペースは予想を上回る水準となり、買取費用が急増する懸念や系統整備が追いついていない状況等から、政府は早くも制度の見直しを迫られている。FIT を梃子とした再エネ促進は、適切な買取価格を政策的に決定することの難しさと、これと連動する問題として、導入速度のコントロールが大きな課題であることが浮き彫りになった。

FIT と同種の施策に再エネ導入割当制度 (RPS) がある。RPS は一般的に、導入量を政府がコントロールするが、その調達価格は市場の決定に委ねられる市場メカニズム型の制度として考えられている。再エネ促進策の見直しが求められる中、調達価格の決定方法を含め、現在 RPS を実施している国・地域の制度運営の実態が注目される。本稿では、事例調査の対象として、RPS を主たる施策として継続し再エネ導入に積極的に取り組んでいる米国カリフォルニア州を取り上げ、主に費用管理について、同州の RPS の主な特徴と課題を整理し、日本の再エネ施策への示唆を考察した。

カリフォルニア州の RPS 実施事例を見ると、市場メカニズムをベースとしてはいるが、政策的な介入や行政的な管理が制度運用に重要な役割を担っている点が特徴的である。具体的には、RPS 電力の調達価格を競争入札で決定する点等では市場原理を活用しているが、その前提として、長期的な目標設定による政策の主導があり、また、RPS 電力調達に際しては入札基準や指標価格を策定し、市場原理に委ねるだけでは反映されにくい社会的なコスト (系統対策も含む導入費用) と便益 (主に温暖化対策) を評価に組み込んでいる。これに加え、目標達成に要する追加費用に上限措置を設けている。カリフォルニア州はこうした独自の RPS を通じ高い再エネ導入割合 (2013 年 20%) を実現しており、電気料金の目立った上昇もないことから、制度はこれまでのところ概ね順調に運用されているといえよう。ただし、費用抑制の実効性や透明性には課題も残されており、制度運用の改善も求められている。

カリフォルニア州は RPS 実施国・地域の一例に過ぎず、また、このように行政が大きな役割を担う制度が日本にとり望ましいのか、むしろ市場効率の発揮をより重視すべきか、政策目標と整合させた抜本的な検討が必要である。しかしながら、高コストの再エネの導入拡大を推進し、且つ接続許容量を超える急速な導入や料金高騰といった問題に対処するためには、FIT か RPS かといった制度の違いを超えて、適切な指標や上限措

置を設ける等の対応を検討すべきであろう。そうした観点から、再エネの導入促進と費用抑制の両立を試みるカリフォルニア州のRPSは今後も注目すべき事例であろう。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

カリフォルニア州 RPS 制度の事例に見る 再生可能エネルギーの導入促進と費用抑制の両立に向けた取組

新エネルギーグループ

伊藤 葉子

はじめに

日本では、再生可能エネルギー（以下、再エネ）の導入拡大に向け、2003年に施行された再エネ導入量割当制度（RPS：Renewables Portfolio Standards）に代わり、固定価格買取制度（FIT：Feed-in-Tariff）が2012年7月に導入された。再エネ投資におけるFITへの反応は極めて大きく、制度開始からわずか2年のうちに認定設備容量は約70GWに達している（太宗は太陽光発電）。FITは再エネの導入拡大に弾みをつけたとの評価がある一方、一部の設備に高額な買取価格が適用される不公平感や、電気の需要家の費用負担が急増する懸念、再エネ電力を取り込むための系統整備が追い付いていない状況等から、政府は早くも制度の見直しを迫られている¹。同様の問題はFITを先行して実施してきたドイツやスペイン等でも発生しており、FITを梃子とした再エネ促進は、適切な買取価格を政策的に決定することの難しさと、これと連動する問題として、導入速度のコントロールが大きな課題であることが浮き彫りになった。

FITは、政府が決めた優遇価格での買取を電気事業者に義務付けるコマンド&コントロール型の制度だが、これに対し、政府が再エネ導入量を電気事業者に割り当て、需要を創出することで投資の拡大を図る制度がRPSである。政府は導入量のコントロールを行うが、再エネ電力の調達価格等の決定は市場に委ねられる市場メカニズム型の制度として一般的にはとらえられている。かつて日本でRPSが実施された際にも、そうした特徴が重視されていた²。

今再び再エネ促進策の見直しが求められる中、現在RPSを実施している国・地域では、調達価格の決定方法を含め実際にどのような制度運営となっているのか、調査の必要性が高まっている。そこで本稿では、事例調査の対象として、RPSを主たる施策として継続し、再エネ導入に積極的に取り組んでいる米国カリフォルニア州を取り上げ、費用抑制に関する方策と運用を中心に、RPSの制度設計及び運用の主な特徴と課題を整理する。そして、日本のRPSとFITと、カリフォルニア州RPSとの主な相違点についても触れながら、日本の再エネ促進策にとっての示唆を考察する。

本稿の構成は次のとおり：第1章では再エネ促進策（FIT・RPS）の主たる特徴について述べ、近年の再エネ政策における位置づけを概観する。続いて、カリフォルニア州のRPS

¹ 第8回新エネルギー小委員会（2014年12月18日）等。

² RPS法評価検討小委員会・報告書（案）、平成18年5月26日総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会RPS法評価検討小委員会

について、第2章で制度概要及び実施状況を示し、第3章にて制度のポイントとして、①導入目標・割当量の設定、②RPS電力の調達方法に関する規定、③費用抑制の仕組み、及び、④系統整備に関する対応を整理する。その上で、第4章に費用の動向と制度の運用状況を示す。最後に第5章ではカリフォルニア州のRPSの実施事例に基づく参考点を整理する。

略語

| | |
|----------|---|
| ACP: | Alternative Compliance Payment |
| AMFs: | Above Market Funds |
| CAISO: | California Independent System Operator |
| CEC: | California Energy Commission |
| CPUC: | California Public Utility Commission |
| FIT: | Feed-in-Tariff |
| IE: | Independent Evaluator |
| IOU: | Investor-Owned utility |
| LCBF: | Least Cost, Best Fit |
| LCOE: | Levelized Cost of Electricity |
| MPR: | Market Price Referent |
| ORA/DRA: | Office of Ratepayer Advocates/Division of Ratepayer Advocates |
| PGC: | Public Goods Charge |
| PRG: | Procurement Review Group |
| REC: | Renewable Energy Certificate |
| RPS: | Renewables Portfolio Standards |

1. 再エネ促進策の主たる特徴と近年の再エネ政策における位置づけ

再エネの促進策には、研究開発・実証、設備導入補助、売電補助³等がある。近年多くの国が実施している売電補助は、FITとRPSに大別される⁴。

FITは、再エネ電力を一定期間に亘り固定価格で買い取ることを電気事業者に義務付ける制度である。一般的には導入量を限定せず、政策的に買取価格・期間を設定するこ

³ 設備導入補助と対比して運転補助とも言われる。設備の運転・売電に至りはじめて支援策のメリットが享受される促進施策。

⁴ 米国では再エネ発電量に応じ発電事業者の支払税額を控除する生産税控除（Production Tax Credit）が連邦レベルで実施され、特に風力発電の導入に大きな影響をもたらしている。その財政措置は州政府が関与するものではないため、本稿では考察の対象としていない。

とによって、投資の確実性を増すことで普及を図る。買取費用と従来の発電コストとの差額は電気料金への賦課金として需要家が負担する。再エネ発電事業者に対する優遇措置を通じた大量導入により学習効果を引き出しつつ、徐々に買取価格を引き下げることによって発電コストの低下を促す狙いがある。

RPSは、販売電力量等の一定割合を再エネ電力とすることを電気事業者に義務付け、割当が達成されない場合には罰則を適用する等して、再エネの需要を政策的に創出することで普及を図る制度である。全体の導入量や割当は政策的に設定されるが、個々の義務対象事業者が調達する電源、調達先事業者、価格、条件等は市場競争を通じ決まるとされ、また、再エネ発電に対し証書（REC：Renewable Energy Certificate）を発行し、物理的な電力供給とは切り離れたRECの市場取引による義務達成を可能とする再エネ証書取引制度を併設することが通例である⁵。こうした特徴から市場メカニズム型の施策として位置付けられている⁶。コストの低い再エネから順次導入を進め、割当量を政策的に引き上げることで投資を拡大させ、再エネ間の競争を促す仕組みである。

再エネ導入促進策の優劣は、再エネの政策的位置づけや所与の条件（地理的条件、ポテンシャル、電力インフラ・市場構造等）が国や地域により異なるため単純に比較されるものではない。また、理論的には、政策的に価格を決めるFITと、導入量を決めるRPSとは、条件が同じであれば経済効率は同じとされている⁷。しかし実態面では、2008年～2009年頃には、欧州の再エネ導入状況をふまえてFITの実効性及び費用効率性を高く評価する分析が示された一方、RPSの制度下では、売電の契約価格や条件等の不確実性や取引コストから、それに応じたプレミアムが求められ調達の費用効率がむしろ悪化することが指摘された⁸。

実際に、ドイツ、スペインをはじめFITを実施する国が欧州を中心に増え、これらの国で再エネが大幅に拡大する一方、2000年代はじめ頃からRPSを実施してきたイギリス等では導入が伸び悩み、制度実施から10年程でRPSを廃止しFIT型施策へ切り替える方針が打ち出された。

ところが、FIT実施国における再エネ発電の増加は政府の想定を超えるペースとなり、2009年頃からは、制度費用の高騰や系統制約に関する問題が顕在化した。このため近年は、導入量に応じ買取価格を大幅に引き下げる措置（例：ドイツ⁹）や、あらかじめ補助の予算枠を設定するケース（例：イギリス¹⁰）が出ており、FITをベースとした補助制度は多様化・複雑化している。それら見直された制度が功を奏するのか現時点での評価は定まっていない。

⁵ EPAホームページ <http://www.epa.gov/greenpower/gpmarket/rec.htm>

⁶ 木村、2007

⁷ EU, 2008

⁸ EU 2008、NREL 2009

⁹ 再生可能エネルギー法（EEG）2014年改正

¹⁰ エネルギー法2014（CfD）

日本では2003年にRPSが導入され¹¹、REC証書の活用も含め、市場メカニズム型の費用対効果の高い施策として位置付けられたが¹²、再エネ投資は進展しなかった。その主たる要因は目標設定が緩やかであったことであり、政策的に意味のある割当量の設定が制度の課題であると考えられる。

一方、2012年にRPSが廃止され、代わってFITが導入されると¹³、制度開始から2年間で太陽光発電を中心に約70GWにのぼる再エネ発電設備が政府の認定を受けるに至った。これらが実際に設置、系統に接続され稼働すると今後10～20年間に亘り優遇価格での買取が行われ、電気の需要家への賦課金額（単年）は2.7兆円（kWhあたり3.12円）にのぼると推計される¹⁴。こうした費用増大の懸念に加え、電力供給エリアごとの系統の受入可能量を十分に反映する仕組みがないまま設備認定が進んだことから、今後は少なくとも一部エリアでは導入拡大が見込めない状況も発生している¹⁵。制度施行の初期段階で過度に大量に導入し、以降の導入を制限せざるを得ない状況では、初期導入分の高コスト電源の費用が長期に亘り重い負担となる一方で、学習効果によるコスト低下のメリットは限定的となる。

以上のように、欧州及び日本ではFITが主たる施策として採用されているが、適切な買取価格を行政的に設定し再エネの導入量ひいては制度費用をコントロールすること、また、系統インフラの整備や運用と歩調をあわせることに、課題が発生しているのが現状である。

米国に目を転じると、連邦レベルのFIT政策が形骸化¹⁶したこと等を受けて、現在29にのぼる州がRPSを実施している¹⁷。カリフォルニア州は、2002年にRPSを導入し、目標の改定等を経ながら制度を継続している。2020年までに販売電力量に占めるRPS電力の割合を33%とするとの野心的とも称される目標を設定し、今後も引き続きRPSを主たる施策として再エネの拡大を図る方針を示している。

カリフォルニア州のRPSの制度概要と運用状況について、次章に整理する。

¹¹ 新エネルギー利用特別措置法

¹² RPS法評価検討小委員会・報告書（案）、平成18年5月26日総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会RPS法評価検討小委員会

¹³ 既存契約についてはFITへの移行を選択できる等の措置が設けられた。

¹⁴ 第4回新エネルギー小委員会、資源エネルギー庁資料、2014年9月30日

¹⁵ 第3回系統ワーキンググループ、2014年12月16日

¹⁶ 1978年の「公共事業規制政策法（Public Utility Regulatory Policy Act, PURPA）」により州政府に州内の電気事業者に対し再エネ電力等の買取を義務付ける権限が付与されたが、州が定める買取価格は、買取義務を負う電気事業者の回避可能費用（Avoided Cost）を超えないこととされた。1980年代に石油火力から代替電源へのシフトが進展し、また原油価格も低下する中、電気事業者の回避可能費用は再エネの発電コストを大幅に下回るものであったため、再エネ発電投資は停滞した。Holt and Galligan (2013)、佐藤（2011）

¹⁷ DSIRE, NREL, September 2014

表 1 カリフォルニア州及び日本の基本情報と再エネ施策

| | カリフォルニア州 | 日本 | |
|---------------------------|--|---------------------------|------------------------------|
| 基本情報¹⁸ | | | |
| 面積 | 42.4 万 km ² | 37.8 万 km ² | |
| 人口 | 3,769 万人 | 1 億 2,837 万人 | |
| 経済規模 | 1.959 兆ドル | 5.869 兆ドル | |
| 販売電力量 | 2,595 億 kWh ¹⁹ | 8,485 億 kWh ²⁰ | |
| 平均小売価格 | 13.53 ct/kWh ²¹ | 19.81 円/kWh ²² | |
| 再エネ施策²³ | RPS | RPS | FIT |
| 実施年 | 2002 年～現在 | 2003 年～2012 年 | 2012 年～現在 |
| 義務対象 | 電気事業者 | 電気事業者 | 電気事業者 |
| 導入目標 | 2020 年までに販売電力量の 33% 等 | 2010 年までに販売電力量の 1.35% | - |
| 調達方法 | 入札及び相対契約 | 入札及び相対契約 | 買取義務 |
| 調達価格 | 契約による | 契約による | 固定価格 |
| 期間 | 契約による | 契約による | 10 年～20 年 |
| 調達コストの上限設定 | ガス火力発電コストを指標とする規定等有り | 再エネ証書の上限価格：11 円/kWh | なし(電気の利用者に対して過重な負担とならないよう配慮) |
| 罰則規定 | 不足量に対し 5ct/kWh、年間最高 2,500 万米ドル (約 26 億円) の罰金 | 勧告・命令に反する場合、罰金 100 万円 | - |
| 温室効果ガス排出削減目標 | 地球温暖化対策法 (AB32 法) 2006 年 | 自主行動計画 1997 年～ | |
| | 2020 年迄に 1990 年水準 2050 年迄に 1990 年比 80%削減 | 法的拘束力を持つ目標は未設定 | |

出所：資料より作成

¹⁸ 在サンフランシスコ日本国総領事館ホームページ及び帝国書院ホームページ

¹⁹ 2012年の値 (EIA)

²⁰ 2013年10社会計 (2013年度分電力需要実績 (確報)、電気事業連合会、2014年4月30日)

²¹ 全部門平均 (家庭18.12 ct/kWh、商業18.13 ct/kWh、産業13.40 ct/kWh)、EIA (2013年12月)

²² 電灯・電力計 (電灯24.33円/kWh、電力17.53円/kWh)、エネルギー白書2014年

²³ カリフォルニア州：CPUCホームページ等、日本：METIホームページ等

2. カリフォルニア州のRPSの概要

2-1. 制度の概要

カリフォルニア州政府は、2002年にRPSを導入し、州内のすべての電力小売事業者に一定割合の再エネ電力調達を義務付けている。現行のRPS目標（販売電力量に占める割合）は、2016年末までに25%、2020年末までに33%等となっている²⁴。カリフォルニア州のRPSの枠組みを下表に示す。

表 2 カリフォルニア州のRPSの枠組み

| | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|--|-------------------------------|------------|----------------------------------|------------|----------------------------------|------------|------------------------------|-------------|-------------------------|-------------|
| 法規 | 2002年州法（SB1078）：制度開始（目標：2017年20%） 2006年州法（SB107）：改正（目標：2010年20%） 2011年州法（SB X1-2）：改正（目標：2020年33%） | | | | | | | | | | |
| 現行目標 | 遵守期間を3年間ずつに区切り、その間の販売電力量に占める平均割合を規定： <ul style="list-style-type: none"> • 第1遵守期間（2011～2013年末まで）：20% • 第2遵守期間（2014～2016年末まで）：25% • 第3遵守期間（2017～2020年末まで）：33% • 2020年以降：33%を下回らない （第2、第3期間は最低割合を毎年引き上げ。図1参照。） | | | | | | | | | | |
| 義務対象事業者 ²⁵ | 州内のすべての電力小売事業者： <ul style="list-style-type: none"> • 私営電力事業者（IOU: investor-owned utility） • 公益電力事業者（POU: publicly-owned utility） • エネルギーサービスプロバイダー • コミュニティ・チョイス・アグリゲーター（community choice aggregators） ※ IOU大手3社（下記）が州内の販売電力量の約2/3を占める <table border="1" data-bbox="491 1473 1284 1720"> <tr> <td>Pacific Gas & Electric (PG&E)</td> <td>75,537 GWh</td> </tr> <tr> <td>Southern California Edison (SCE)</td> <td>73,823 GWh</td> </tr> <tr> <td>San Diego Gas & Electric (SDG&E)</td> <td>16,504 GWh</td> </tr> <tr> <td>IOU3社合計（2013年）²⁶</td> <td>165,864 GWh</td> </tr> <tr> <td>州内販売電力量合計²⁷</td> <td>259,538 GWh</td> </tr> </table> | Pacific Gas & Electric (PG&E) | 75,537 GWh | Southern California Edison (SCE) | 73,823 GWh | San Diego Gas & Electric (SDG&E) | 16,504 GWh | IOU3社合計（2013年） ²⁶ | 165,864 GWh | 州内販売電力量合計 ²⁷ | 259,538 GWh |
| Pacific Gas & Electric (PG&E) | 75,537 GWh | | | | | | | | | | |
| Southern California Edison (SCE) | 73,823 GWh | | | | | | | | | | |
| San Diego Gas & Electric (SDG&E) | 16,504 GWh | | | | | | | | | | |
| IOU3社合計（2013年） ²⁶ | 165,864 GWh | | | | | | | | | | |
| 州内販売電力量合計 ²⁷ | 259,538 GWh | | | | | | | | | | |

²⁴ 2011年州法（SB X1-2）

²⁵ 2011年州法以前の制度では義務対象者はIOUのみ。Public Utility Code § 399, 11

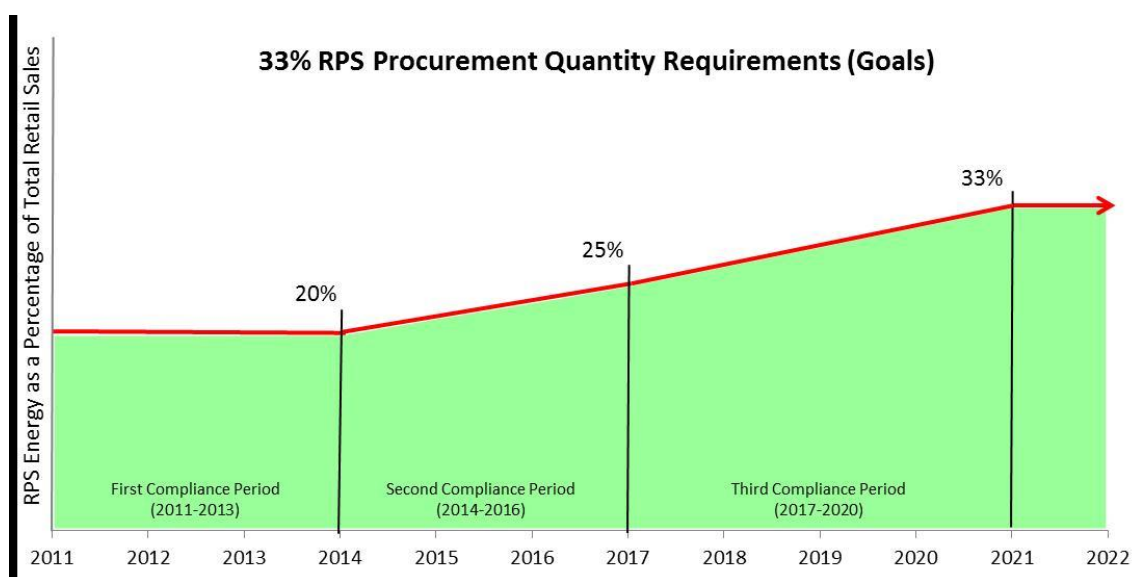
²⁶ CPUC, 2013

²⁷ 2012年の値（EIA）

| | |
|------------------------------|---|
| 対象エネルギー ²⁸ | 風力、太陽光、太陽熱、水力（水路式）、小水力（30MW以下）、大規模水力（ダム式）の効率改善による発電増分、地熱、バイオディーゼル、バイオマス、下水処理ガス、埋立ガス、都市固形廃棄物、潮力、波力、海洋熱、及び再エネ利用の燃料電池 |
| 施行・運営組織 ²⁹ | カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC: California Public Utility Commission） ³⁰ 及びカリフォルニア州エネルギー委員会（California Energy Commission）が共同で制度運営にあたる。主たる役割は以下のとおり： <ul style="list-style-type: none"> • CPUC：義務対象事業者の義務量の確定、遵守の確認；RPS契約の価格等の審査・承認；RPS遵守コストの報告等。 • エネルギー委員会：設備認定；再エネ電力証書の記録システム³¹の創設・運営等。 |

出所：CPUC 及びエネルギー委員会等資料に基づき作成

図 1 RPS制度の目標と遵守期間



出所 CPUCホームページ

²⁸ CPUCホームページ

<http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/FAQs/01REandRPSeligibility.htm>

²⁹ CECホームページ

³⁰ カリフォルニア州では小売料金は規制料金であり、CPUCは電力会社が申請する電気料金の審査・認可を担っている。平成23年度電源立地推進調整等事業（諸外国における電気料金の実態調査）、2012年3月、三菱総合研究所

³¹ Western Renewable Energy Generation Information System (WREGIS)

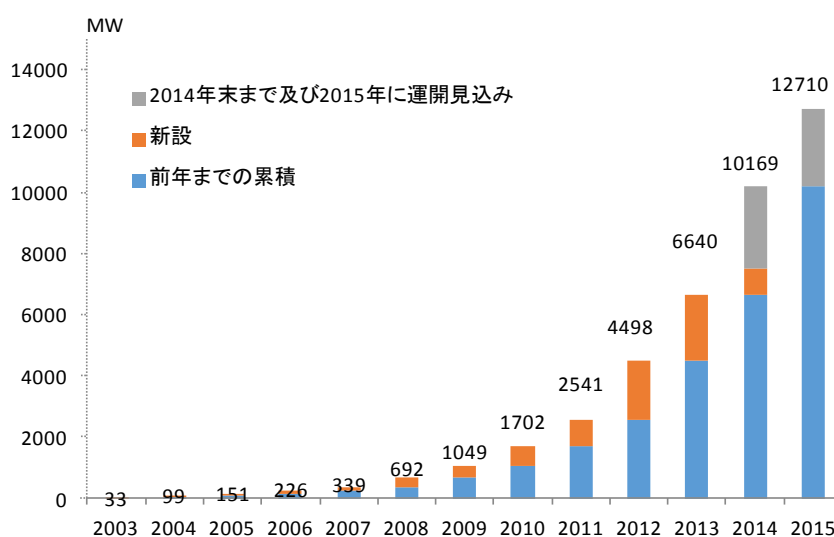
<http://www.energy.ca.gov/portfolio/wregis/index.html>

2-2. 制度の実施状況

(1) 設備導入及び発電状況

RPSの制度下で導入され運転を開始した設備は、制度導入当初（2003年）の設備容量33MWであったものが、2014年には約7,500MWに増大した。2014年末までには10GWを超える見込みであり、日本のFIT下で稼働した設備容量（約12GW、2014年6月時点）と同等の水準となっている³²。

図 2 RPS制度下の設備導入（2003年以降の新設）推移



出所 Renewable Portfolio Standard Quarterly Report, 2nd Quarter 2014, CPUC等より作成

現在のRPS電力発電量（約40TWh）は、風力発電（36%）及び地熱発電（25%）が主たる供給源となっている。太陽光発電は2011年以降急速に増大している。州政府は太陽光発電に焦点をあてた施策³³を別途実施する等、太陽エネルギーの利用にも積極的に取り組んでおり、今後2020年には太陽光が32%、太陽熱が10%を占める予測となっている。

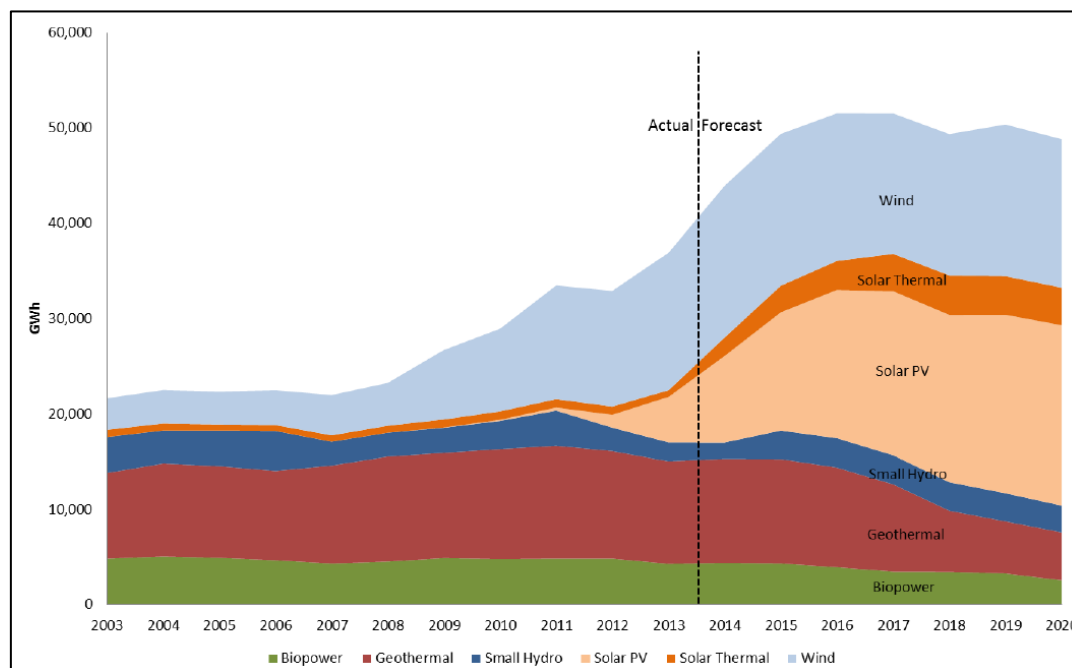
なおRPSは、既存設備の再エネ電力も対象としており、また政府は、分散型電源の推進にも注力している。カリフォルニア州エネルギー委員会（California Energy Commission、以下エネルギー委員会）によれば、稼働中の再エネの卸電力設備容量は

³² FIT導入以前の設備容量は約20GW（METIホームページ）

³³ Go Solar イニシアティブ等。 <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/>

15,500MWであり、自家発電設備1,900MWと合わせ、州内の再エネ発電設備容量合計は17,400MW（発電量では約45TWh）となっている³⁴。

図 3 再エネ発電量の推移と予測



出所 Renewable Portfolio Standard Quarterly Report, 2nd Quarter 2014, CPUC

(2) 目標達成状況と見通し

RPSの主たる義務対象事業者であるIOU3社の現在のRPS電力割合は、あわせて20.9%であり、各社とも現行制度の第1遵守期間の目標（2011～2013年末までに20%）を達成した（PG&E: 20.6%、SCE: 20.7%、SDG&E: 21.6%）³⁵。RPS導入後、2006年から2010年にかけて、再エネ投資が停滞し目標が達成されない期間があったが、政府が対策を進め（3.参照）、RPS電力の調達が増加した。

プロジェクトの実現化率を考慮した今後の見通しによると、第2遵守期間（2016年末まで）は超過達成となる見込みである。現時点では第3遵守期間（2020年末まで）には不足が見込まれるものの、義務対象事業者は遵守期間を超えて超過達成分を繰り越すこと（バンキング）が可能であるが³⁶、2020年以降にもRPS割合を33%以上維持することが求められるため、追加投資が計画されている³⁷。カリフォルニア州公益事業委員会（以

³⁴ Tracking Progress, Renewable Energy Overview, CEC, Last Updated March 27, 2014

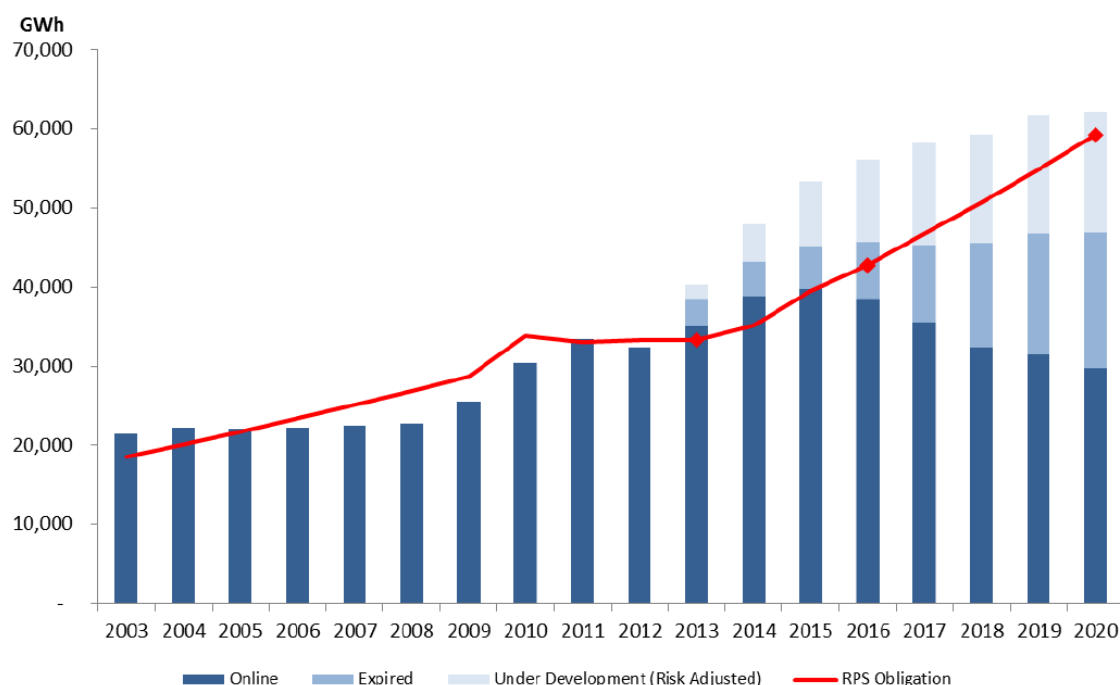
³⁵ CPUC, 2014(d)

³⁶ 3年間まで繰越可能。Public Utility Code § 399.14(a)2(c) Behles(2011)

³⁷ CPUC, 2014(d)

下、CPUC) は、2020年の目標は実現可能との見方を示している³⁸。

図 4 RPS電力の供給状況の推移と予測



注：Expired は契約期間が終了するものだが、設備寿命に残存があれば契約更新により供給容量となる可能性があると考えられる。

出所 Renewable Portfolio Standard Quarterly Report, 2nd Quarter 2014, CPUC

3. カリフォルニア州のRPSの制度設計のポイント

3-1. 導入目標・義務割当

(1) 州レベルの導入目標

RPSは、将来的な再エネの拡大を具体的な導入目標として示し、電気事業者等に義務として割り当てることでこれに応じた需要を創出し投資を誘発する。このため適切な導入目標の設定が重要である³⁹。カリフォルニア州RPSの制度開始当初(2002年)の導入目標(販売電力量に占める再エネ電力割合)は2017年までに20%とされた⁴⁰(2001年の水力を除く再エネ割合は11%)。エネルギー委員会は、制度導入後間もない2003年に

³⁸ CPUC, 2014(a)

³⁹ 木村、2007

⁴⁰ Senate Bill 1078

目標達成時期を前倒しし、2010年までに20%とすることを提言した⁴¹。この目標を達成すべく義務対象事業者各社は、毎年最低1%ずつRPS電力を増やすことが義務付けられた⁴²。

しかし、2010年のIOU3社のRPS割合は17%にとどまり、2010年までに20%との目標は達成されなかった⁴³。その理由としては、送電アクセスや資金調達、用地、許認可等の理由により実現に至らなかったプロジェクトが多かったことが挙げられる⁴⁴。

カリフォルニア州政府は、こうした状況への対応（後述）を進め、同時にRPSの長期目標の設定に乗り出した。これは、RPSが同州の気候変動対策においても重要な政策手段として位置づけられているためと考えられる⁴⁵。カリフォルニア州は、連邦政府や他州に先駆け温室効果ガスの排出上限規制の導入を盛り込んだ地球温暖化対策法（AB32法）を2006年に成立させ、温室効果ガス排出を2020年までに1990年水準とすること、及び、2050年までに1990年比80%削減するとの目標を設定した⁴⁶。シュワルツネッガー州知事（当時）（共和党）は、2008年から2010年に3回にわたり気候変動に関する知事レベルのサミットを開催するなど、準国家レベルでの地球温暖化対策に取り組み、現職のブラウン知事（2011年就任）（民主党⁴⁷）も、環境エネルギー政策を引き続き積極的に推進している⁴⁸。

エネルギー委員会もこれらに同調した動きをとり、RPSの長期目標を2020年までに33%とすることを2005年に提言⁴⁹、知事の署名（2008年）を経て⁵⁰、2011年州法（SB X1-2）により、2013年末までに20%、2016年末までに25%、2020年末までに33%、2020年以降は33%を下回らないこととする目標が新たに制定された⁵¹。この際に、RPS電力調達の柔軟性を増すための措置として、REC取引による調達（後述）があわせて規定された。

⁴¹ 2003年Energy Action Plan I

⁴² 2006年州法107

⁴³ CPUC, Renewables Portfolio Standard Quarterly Report, (3rd Quarter, 2011) ヒアリング (Lawrence Berkeley National Laboratory, 2014年9月5日)によれば、罰則金は適用されず、目標改定（2010年20%の目標期限を2013年末に延期）により事業者に猶予が与えられたと推察される。

⁴⁴ Behles, 2011

⁴⁵ Electricity Journal, December 2013, Vol. 26, Issue 10 ; Behles (2011)

⁴⁶ Assembly Bill 32 and Executive Order S-3-05 (CPI, 2012)

⁴⁷ カリフォルニア州は民主党の強力な地盤となっており、現職の知事をはじめ全ての主要公選職を民主党が占めている。また、2012年選挙においては民主党が州の上・下院ともに2/3以上の議席（スーパーマジョリティ）を獲得している。（在サンフランシスコ日本国総領事館ホームページ）

⁴⁸ 在サンフランシスコ日本国総領事館ホームページ

⁴⁹ 2004 Energy Report Update, 2005年Energy Action Plan II

⁵⁰ 2008年11月、Executive Order S-14-08

⁵¹ RPSの義務対象部門を含む再エネ全体の導入目標は設定されておらず、エネルギー委員会によれば、RPS以外を含めた2020年の再エネ導入割合は35%程度と想定される（ヒアリング、エネルギー委員会、2014年9月4日）。

エネルギー委員会によれば、こうした温暖化対策目標や RPS 目標の設定は、1970 年代以来、原子力発電の建設に対する強い反対運動があったこと等を背景とした高い環境意識に基づくものである。また目標設定にあたり、州政府と電力会社との間で送電インフラの拡充の必要性や費用等について検討を重ね対応を進めたことも（後述）、州レベルで目標を引き上げて行く際に重要なベースとなったと指摘している⁵²。

（２）義務対象者の個別目標

義務対象事業者に課される割当は、2006 年州法では前年度の割当量に前年度の販売電力量の 1%相当量が追加される仕組みであったが、2011 年州法では、2014 年以降については毎年の調達割合に下限を定めた上で、遵守期間を 3 年ずつとする柔軟性が盛り込まれた（2-1 参照）。

表 3 カリフォルニア州のRPS遵守期間と最低調達割合

| California RPS Compliance Periods | Procurement Quantity Requirement = |
|--------------------------------------|--|
| Compliance Period 1 (2011 - 2013) | 2011 retail sales * 20.0% + 2012 retail sales * 20.0% + 2013 retail sales * 20.0% |
| Compliance Period 2 (2014 - 2016) | 2014 retail sales * 21.7% + 2015 retail sales * 23.3% + 2016 retail sales * 25.0% |
| Compliance Period 3 (2017 - 2020) | 2017 retail sales * 27.0% + 2018 retail sales * 29.0% + 2019 retail sales * 31.0% + 2020 retail sales * 33.0% |
| Year 2021, and each year thereafter | Annual retail sales * 33.0% |

出所 CPUC ホームページ

以上のようにカリフォルニア州では、2002 年の制度開始以降、目標を引き上げながら RPS を継続し、2020 年までに 33%、以降は少なくともこれを維持するとの目標設定が継続的な再エネ投資へのシグナルとなっている⁵³。同時に、こうした RPS 目標の設定は、再エネの導入速度を管理する上での指標となっている。これらの点は、日本における関連制度設計を検討する上で参考になるものと思われる⁵⁴。

⁵² ヒアリング、エネルギー委員会、2014年9月4日

⁵³ ヒアリング、エネルギー委員会、2014年9月4日

⁵⁴ 日本では、RPS 導入当初（2003 年）設定された目標は、2010 年に 12.2TWh（販売電力量の約 1.35% 相当）であり、当時の新エネルギー等の利用実績の倍以上の水準とはいえ、急激な負担増を生じさせない緩やかな目標設定であった。また、FIT は、エネルギー基本計画の見直し途上に導入され（2012 年）、現在も具体的な導入目標は設定されていない。

3-2. 割当義務の達成方法

CPUC は、遵守期間の終わりに義務対象事業者から提出された REC と割当量とを照らし合わせ、遵守を確認する。義務対象事業者が REC を取得する方法は、1) 自ら RPS 電力を発電、2) 他社から RPS 電力を購入、3) REC 取引により取得、の 3 つが認められている。割当を上回る REC の調達は、翌年以降（遵守期間を超える場合も含む）へ繰り越し（バンキング（前出））利用することができる⁵⁵。

カリフォルニア州では RPS 電力の供給元は州内に限定されず、西部電力調整委員会（WECC: Western Electricity Coordinating Council）地域⁵⁶にあり、エネルギー委員会が規定する資格要件を満たす再エネ発電設備であれば、その電力及びまたは REC を割当遵守に用いることができる⁵⁷。

一般的に RPS の制度下では、REC 取引を活用した RPS 電力調達の経済性が追求されるが、カリフォルニア州では、REC 取引のみによる調達が割当達成に認められる割合には上限が設けられている。REC 取引のみによる調達（カテゴリー3 と呼ばれる。例えば、州外で発電された再エネ電力について、物理的な電力供給は伴わず REC のみ取得するケース等）は、義務対象事業者の年間割当のうち、第 1 遵守期間 25%、第 2 遵守期間 15%、第 3 遵守期間 10%と、順次引き下げられる⁵⁸。

一方で、電力供給と REC を一体的に調達する（カテゴリー1 と呼ばれる。例えば、州内の再エネ発電電力を直接調達するケース）割合には下限があり、第 1 遵守期間 50%、第 2 遵守期間 65%、第 3 遵守期間 75%と、順次引き上げられる⁵⁹（図 5 参照）。

⁵⁵ CPUC, 2014(d)

⁵⁶ カナダ (Alberta, British Columbia) からメキシコ (Baja California) にまたがる米国大陸西部における連系エリアを対象。米国内ではその間に位置する14州 (Washington, Oregon, California, Idaho, Nevada, Utah, Arizona, Colorado, Wyoming, portions of Montana, South Dakota, New Mexico, Texas) が含まれる。

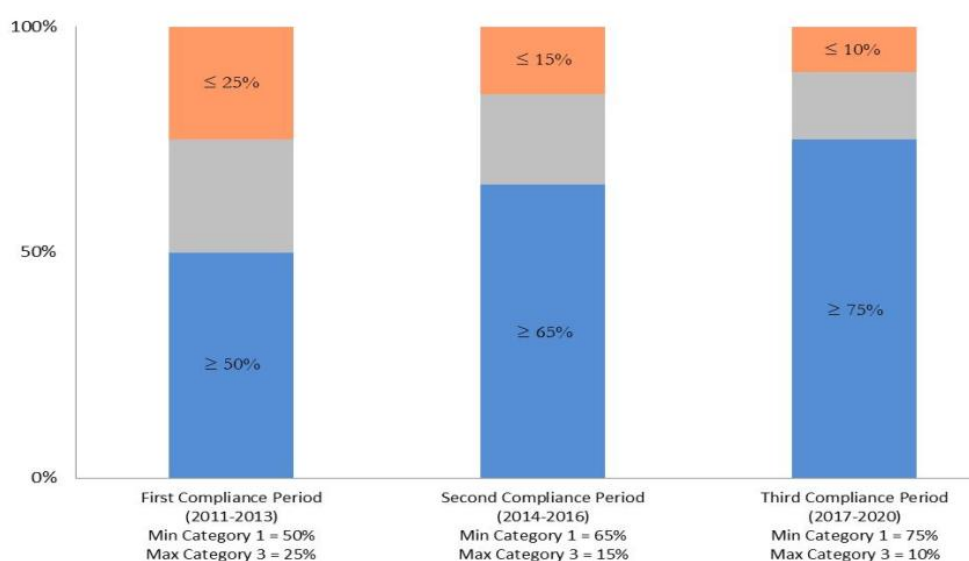
⁵⁷ カリフォルニア州送電事業者 (CAISO) のエリア外の発電事業者が再エネ電力をCAISOに供給する場合、整形して供給しなければならない。RPS義務対象事業者は、RPS電力の入札審査に際し、州外調達に伴う追加コスト (送電、混雑処理、再入札等) を上乗せすることができる。CPUCホームページ (確認時2014年10月31日、Last Modified: 2/1/2012)

<http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/procurement.htm>

⁵⁸ CPUCホームページ、33% RPS Procurement Rules

⁵⁹ 州外からの調達や、REC取引のみを通じた割当達成の状況は、CPUCの遵守報告書・コスト報告書や WECCのデータベースに示されていない。カテゴリー3にあてはまる既存プロジェクトは2013年目標の20~25%を占めるとの推計がある。BC Hydro, US Renewable Energy Credit Markets Report, November 2013

図 5 カテゴリー別RPS調達割合の規定



注：カテゴリー1は再エネ電力の物理的調達とRECの移転が一体的に行われるケース、カテゴリー3はRECのみの移転
出所 CPUC ホームページ

このようにカリフォルニア州のRPSでは、REC取引による割当の充足は一定程度に制限している。2013年のRPS調達価格（後述）を見ると、カテゴリー1は9.23 ct/kWh、カテゴリー3は8.92 ct/kWhと、REC証書のみ取得の方が安価である⁶⁰。そうした経済性の違いにも関わらずRPS取引に制限を設けた背景には、再エネ発電設備の建設や運転・維持における雇用創出への期待から、州内の調達を促進し州外からの調達は制限すべきとの考え方と、他方で、電気料金負担の観点からは、州外で低コストの再エネ発電が可能であれば活用すべきとの考え方があり、妥協策として採用された経緯がある⁶¹。

日本のRPSでは、こうした制限は設けられていなかったが、証書取引を活性化するに足る導入目標がなく、証書取引はほとんど活用されなかった。

3-3. 費用抑制の方策

RPSの制度下では、RPS電力の市場調達価格が過大な場合等を想定し、制度費用の高騰を回避するための費用抑制措置が設定されることがある。費用抑制措置は、RPS電力の調達価格やREC価格に上限を設け、上限を超える分の割当達成義務を免除するケースや、カリフォルニア州以外の米国のRPS実施州では、代替的遵守支払（ACP: Alternative

⁶⁰ CPUC, 2014(b) 2012年は、カテゴリー1は7.68 ct/kWh、カテゴリー3は7.77 ct/kWh。(CPUC, 2013)

⁶¹ Hilton and Mariott (2010)

Compliance Payment) を実質的な上限価格としている州もある⁶²。また、不足量あたりの罰則金が上限価格の機能を担う可能性もある。

カリフォルニア州では、RPS 割当に対する不足量あたり 5ct/kWh、一社に対し、年間最高 2,500 万ドル (約 26 億円) の罰則金を規定している⁶³。しかし、現在、罰則金は調達費用 (後述) を下回る水準だが、適用された事例はなく⁶⁴、罰則金が上限措置としての機能を担っているとは考えにくい⁶⁵。一方で、RPS 調達費用を許容範囲に抑える方策は、以下に述べるように、(1) 共通の入札プロセス・評価基準の適用、(2) 調達価格の経済性審査、及び、(3) 追加コストの上限設定、という形で制度に組み込まれている。ただし 2011 年州法 (SB2) は、RPS 費用の抑制措置の刷新を求めており、現在 CPUC が検討している⁶⁶ (4-2 参照)。

(1) 入札プロセスと評価基準

カリフォルニア州の RPS 義務対象事業者は、RPS 電力の募集から、入札⁶⁷、案件審査、調達契約締結までのプロセスを「最低コスト・最適適合 (LCBF: Least Cost, Best Fit)」⁶⁸ の基準に則り進めることが要求される⁶⁹ (図 6 参照)。LCBF とは、RPS 電力の入札手順の枠組みや入札案件の評価基準に関する決議書で、2004 年に CPUC が策定した⁷⁰。RPS 電力調達の直接費用・間接費用の評価基準 (後述)、及び、価格評価が同列となった案件をランク付けする際の定性的な特徴 (環境影響、エネルギー源の多様化、地域社会のベネフィット等) の勘案の仕方等を示している。

⁶² NREL (2014)、Cory and Swezey (2007)

⁶³ CPUC ホームページ

⁶⁴ 2010 年まで (Behles, 2011)

⁶⁵ 罰則金には社会的制裁の意味合いもあるため、必ずしも RPS 調達の経済的な得失だけで選択されるものではないが、カリフォルニア州の RPS 対象事業者が罰則金をどのように位置付けているかは確認できていない。

⁶⁶ CPUC, 2014(a)

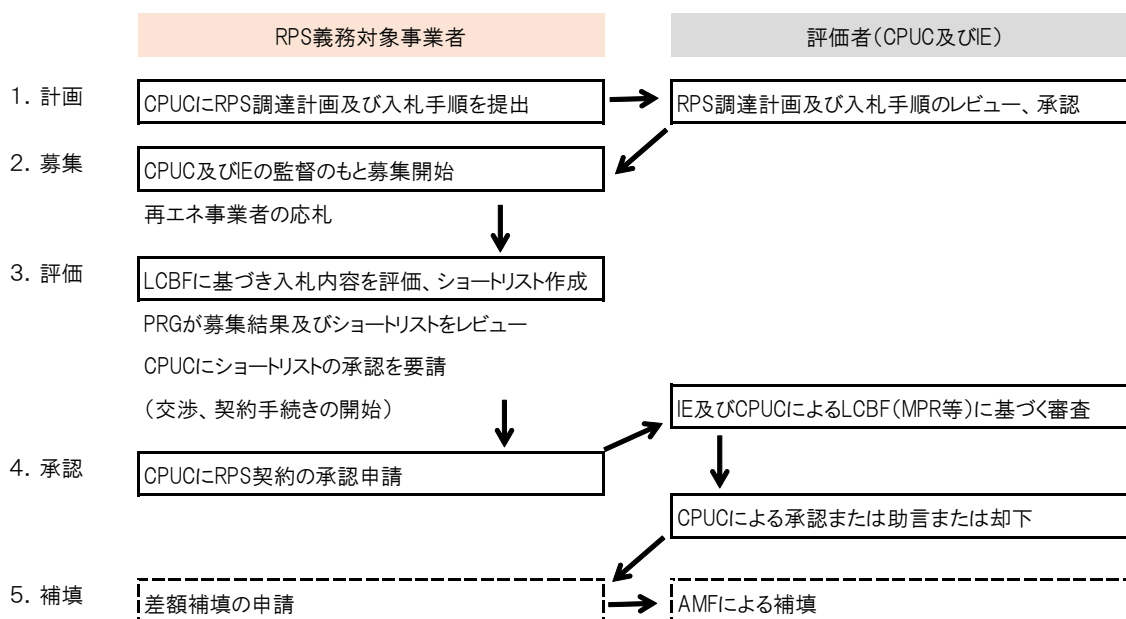
⁶⁷ 技術中立の競争入札 (CPUC, 2014(a))

⁶⁸ D.04-07-029 (Least Cost, Best Fit)

⁶⁹ 当事者間の相対契約も認められるが、CPUC は競争入札が望ましいとしている。(CPUC, 2014(a)) 後述する費用補填においては資格要件として競争入札による調達であることが求められる。

⁷⁰ 策定に向けた検討には義務対象事業者の他、風力発電協会、消費者団体、研究機関等が参加した。D.04-07-029 (Least Cost, Best Fit)

図 6 RPS契約の審査プロセス概要



注 IE : Independent Evaluator、LCBF : least-cost, best-fit、PRG : Procurement Review Group
 出所 CPUC ホームページ (確認時 2014 年 8 月 26 日、Last Modified: 2/1/2012)
<http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/procurement.htm> より作成

義務対象事業者は、これに沿って CPUC が指定する独立評価者 (IE: Independent Evaluator) 監督のもと RPS 電力調達の準備を進め、さらに、政府機関や消費者団体等で構成される調達レビューグループ (PRG: Procurement Review Group)⁷¹による評価を受けた上で、RPS 調達契約の承認を CPUC に申請する。PRG は、守秘義務のもと、義務対象事業者と協議し、RPS 調達契約の詳細を評価し、CPUC への承認申請に先立ち助言する役割を担う。最終的に CPUC が承認した案件について RPS 契約が締結される。

次に、RPS 電力調達の直接費用 (RPS 価格) の経済性評価について述べる。

(2) RPS 価格の経済性評価

カリフォルニア州の RPS 価格は、LCBF (上述) に基づく評価の一環として、参考市場価格 (MPR: Market Price Referent) をベンチマークとした経済性評価が行われる。MPR は、具体的にはガス火力発電の供給コストであり、500MW のコンバインドサイクル (CCGT)

⁷¹ カリフォルニア州水資源省 (California Department of Water Resources, DWR)、CECエネルギー局 (Commission's Energy Division)、Union of Concerned Scientists (UCS)、Division of Ratepayer Advocates (DRA)、Coalition of California Utility Employees (CUE) 及び消費者団体 (Utility Reform Network, TURN) が含まれる。(CPUCホームページ)

プラントの新設を想定した場合の建設・所有・運転費用を様々なプロジェクト期間（10年間、20年間等）で割り戻した均等化発電コスト（LCOE：Levelized Cost of Electricity）である。コスト項目には、資本コスト、運転コスト、ガス価格、資金調達コスト、許認可コスト、環境規制の遵守コスト等があり、これらの変動をふまえてCPUCが算定する⁷²。MPRは、発電の長期市場価格の代表値として、FIT⁷³のタリフ算定の指標としても用いられている⁷⁴。

直近のMPR（2011年）は⁷⁵、例えば、契約開始2012年・供給期間15年間の契約であれば約8.35 ct/kWh、契約開始2015年・供給期間20年間であれば約10.13 ct/kWh等となっている（表4及び図7参照）。MPRはガス価格の変動を主たる要因として上下し、これまでのところ2008年公表のMPRが全体的に高い水準となっており⁷⁶、太陽光発電等の高コストプロジェクトへの投資を誘発した可能性が推測される（前述のように太陽光発電は2011年頃から増大）。

表4 公表年別にみたMPR（例）（名目価格）

単位: ct/kWh

| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2011 |
|-------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| 2010年開始 10年間契約 | 7.60 | 7.97 | 9.36 | 10.18 | 8.45 | - |
| 2012年開始 15年間契約 | 8.10 | 8.42 | 9.84 | 11.41 | 9.85 | 8.35 |
| 2015年開始 20年間契約 | - | 9.39 | 10.61 | 13.29 | 11.65 | 10.13 |

出所 MPR算定の決議書、CPUC（2005年～2011年）より作成

⁷² CPUCホームページ、MPR（確認日：2014年10月9日）

⁷³ RPSを補完する手段として3MWまでの小規模発電設備を対象としたFITが2006年州法（AB1969）により導入されたが、2013年7月24日に終了した。

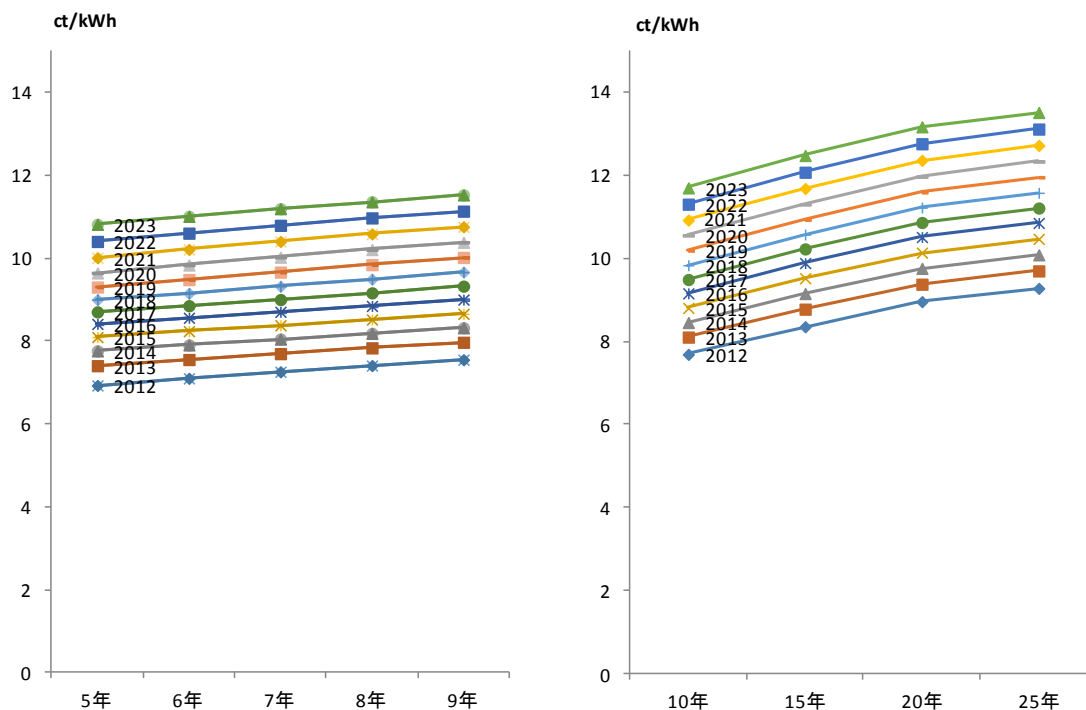
⁷⁴ Resolution E-4442, December 1, 2011

⁷⁵ 2011年州法によりCPUCは新たな費用抑制策を検討中であるため、2011年のMPRが最新。

⁷⁶ この頃からシェールガス生産によりガス価格が大きく低下する傾向が顕在化した。そうした市場動向がどのようにMPRに勘案されたのか等はさらなる調査が必要である。

図 7 2011年のMPR

左図：短期契約（10年未満）・右図：長期契約（10～25年）



注：グラフ中の年は契約開始年、横軸の年は契約期間
 出所：CPUC, Resolution E-4442 concerning 2011 MPR より作成

MPR（2011年）は契約開始年が後になるに連れ上昇しているが（図7）、これは、CCGTのライフサイクルで見たコストの70%を占めるガス燃料価格（ニューヨーク商品取引所（NYMEX）の今後12年の先物価格）が上昇すること⁷⁷、及びCO₂排出規制⁷⁸の遵守コストが上昇すること⁷⁹が主な要因となっている。

MPRは、RPSの入札後に公表され、最新のMPRと照らし合わせRPSの応札価格が評価される。実際の再エネ発電コストをふまえた応札価格（契約価格）がMPRを下回る場合には、RPS費用はこれより低下することになる。

⁷⁷ 4.84ドル/MMBtuから12年後には7.96ドル/MMBtuに上昇（Resolution E-4442, December 1, 2011, CPUC）

⁷⁸ カリフォルニア大気資源局（CARB：California Air Resources Board）は2011年10月に排出量取引制度（Cap and Trade）を導入。

⁷⁹ MPR算定においては排出量取引制度の遵守コストは2013年16.27ドル/CO₂t、2015年26.08ドル/CO₂t、2020年36.64ドル/CO₂tと想定。Resolution E-4442, December 1, 2011, CPUC

(3) 追加費用の上限設定

RPS の義務対象事業者は、発電事業者との RPS 契約価格が MPR 以下であるものについては、妥当なコストとして電気料金への算入が認められる⁸⁰。一方で、RPS 価格が MPR を超える入札案件については、CPUC が契約を承認した場合には、義務対象事業者は MPR 相当額を電気料金へ算入し、同時に、MPR を上回る差分について、CPUC に対し補填を申請することができる⁸¹。

その場合の要件は、RPS 価格が競争入札によるものであり、各種の間接費用（インバランス、余剰電力の販売、既存の再エネ資源の減衰、送電線の拡張等）が含まれないこと、長期契約（10年以上）であること、REC のみの価格ではないこと等である⁸²。

補填の原資は AMF と呼ばれるファンド（AMFs: Above Market Funds）である。ファンドの原資は、電気・ガス料金の一部として毎月需要家から徴収される公共財料金（PGC: Public Goods Charge⁸³）であり⁸⁴、AMF 創設時⁸⁵に義務対象事業者が利用可能な金額として合計約 7.7 億ドル（約 888 億円）が配分された⁸⁶。RPS 調達がこの配分額に達し補填を受けられない場合は、義務対象事業者は、RPS 電力の調達を指標価格（MPR）以下で可能な範囲にとどめることが認められる⁸⁷。こうした仕組みにより、指標価格を上回って RPS の導入目標を達成するためのコストの総額は、ファンドによる補填総額に一致すると定義されている⁸⁸。

以上に述べたカリフォルニア州の RPS の費用抑制策のポイントは、決められた共通の手順及び評価基準に従い、第三者も含めた評価を経た上で RPS 電力を調達することにより、競争条件の透明性を向上させると同時に、行政的に調達費用を管理することである。この点は、RPS 調達契約は主に当事者間の個別交渉による相対契約に委ねられ、RPS 調達費用

⁸⁰ Resolution E-4442, December 1, 2011

⁸¹ Resolution E-4442, December 1, 2011

⁸² 2005年1月1日以降に運開する新規プロジェクトを対象。CPUCホームページ（確認日：2014年10月15日、Last Modified: 29/10/2010）

<http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/SB1036implementation.htm>

⁸³ 電力自由化（1996年）後にも公共に資する投資が行われるよう、省エネや再エネの開発やR&D等プログラムの補助を目的とし、IOUの需要家が消費量に応じ支払う課金。1998年導入。PGCの予算配分はエネルギー委員会が行う。2012年1月1日に期限を迎え延長が検討されたが、議会にて否決されたため現在は廃止されている。

⁸⁴ Public Utilities Code § 399.15(d)

⁸⁵ 費用の上限措置は、RPS導入当初から規定されていた（2002年SB1078）。当初の規定では、市場価格を上回ることが認められた再エネ発電事業者がエネルギー委員会に対しファンド（Supplemental Energy Payments, SEPs）の予算の範囲内で差額の補填を要求できるというものであった。2007年の改定

（SB1036）により、SEPsに代わりAMFsが創設され、再エネ発電事業者が要求するのではなく、義務対象事業者がCPUCに対し、契約の承認と差額補填を申請することが規定された。CPUCホームページ <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/SB1036implementation.htm>

⁸⁶ CPUCホームページ <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/SB1036implementation.htm>

⁸⁷ Public Utilities Code § 399.15(d)(3)

⁸⁸ Public Utilities Code § 399.15(d)

は管理されていなかった日本の RPS 制度と比較し特徴的な点である。日本では、導入目標が緩やかであったことや地球温暖化対策における位置づけが明確でなかったこと等もあり、契約価格が低く抑えられ、投資拡大につながらなかったと見られている⁸⁹。なお日本の RPS 制度では、証書価格が 11 円/kWh を上回る場合には対象事業者が割当義務を履行しない正当な理由として認められるが⁹⁰、そうした措置が発動した実績はなく、また、調達価格の指標になる等の影響もなかったと言われている⁹¹。

また、カリフォルニア州の RPS では入札時に再エネ事業者間の価格競争が行われる点等においては、日本の FIT と比較し市場メカニズム型の施策といえるが、調達価格の審査や上限措置等を通じ、我が国の FIT よりも綿密な費用管理が制度設計に組み込まれている。日本の FIT における買取価格は、電源ごとの発電コストに基づき毎年算定されるが、買取価格が決定した後には、実際のコストが当該年の制度費用に反映される仕組みはなく、現状では費用の上限設定等もないため買取価格と買取量に比例しコストが膨らむことになる。しかしながらカリフォルニア州においても、制度運用の実態に目を向けると、その実効性を問題視する声もある。この点は第 4 章にて概観する。

3-4. 系統面の対応

州政府は、RPS の目標達成費用の管理だけでなく、目標引き上げに伴う系統面での対応に主導的な役割を担っている。前述のように、2010 年の目標 (20%) は達成されず、その要因のひとつに系統へのアクセスの問題があった。このため州政府は、再エネの系統統合 (integration)⁹²に取り組んでいる。エネルギー委員会は、再エネ送電イニシアティブ (RETI: Renewable Energy Transmission Initiative) として、州内で送電インフラの建設・増強が必要な箇所を検討や、発電設備や送電線建設に関する立地・許認可手続きの効率化、費用効率が高く環境影響が少ない開発ゾーンの特定等を進めている⁹³。これに合わせ、カリフォルニア独立系統運用者 (CAISO) は、RPS 目標達成に向けた送配電網の建設計画の策定・実施をはじめ、再エネの系統統合に資するインバランス市場⁹⁴の整備や、スマートグリッド、電力貯蔵技術の実証事業等を実施している⁹⁵。

また CPUC は、こうした対策の必要性や費用の検討を重ねた結果として、RPS 電力調達に伴う送電線建設等の間接費用を RPS 調達費用の一部として認め電気料金への転嫁を可能

⁸⁹ 有識者ヒアリング、2014年10月7日

⁹⁰ 新エネ等電気管理システム、資源エネルギー庁、
<http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/top/toplink-1.html>

⁹¹ 有識者ヒアリング、2014年10月7日

⁹² 再エネの導入拡大と電力系統の安定運用の両立を可能にするための系統運用上の対応や、エリア間連系線の活用ルールや市場取引ルールの整備等。

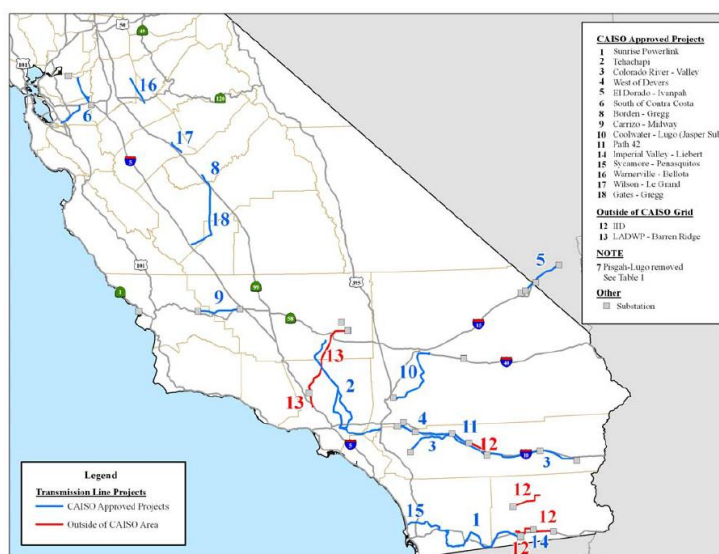
⁹³ エネルギー委員会 <http://www.energy.ca.gov/reti/>

⁹⁴ 需給計画とリアルタイムの需給との差を5分ごとに最低費用の電源・手段で自動調整するための任意の市場 CAISOホームページ <http://www.caiso.com/informed/Pages/CleanGrid/default.aspx>

⁹⁵ CAISO <http://www.caiso.com/informed/Pages/CleanGrid/default.aspx>

とする対応を行っている。LCBF（前出）は、RPSの運用当初は、再エネ電力による間接費用（送電網建設費用やその他の再エネの系統統合費用）の増加は無視できるレベルとして⁹⁶、義務対象事業者はそうしたコストを応札価格の評価に含めてはならないとされていた⁹⁷。現状の運用では、義務対象事業者は、RPS調達に直接費用だけにに基づき審査を行うのではなく、電力システム上の要請に最も適合するプロジェクトを優先的に検討した上で⁹⁸、間接費用をRPS調達費用の一環として電気料金に転嫁することが認められる。

図8 カリフォルニア州における送電線建設プロジェクト



出所 Tracking Progress (Transmission Expansion), June 2014, California Energy Commission

4. 制度運用の実態と課題

4-1. RPS 調達費用の状況

(1) 調達費用の現状

CPUCは、2011年州法により⁹⁹ RPS電力調達費用について立法機関に対し毎年報告す

⁹⁶ カリフォルニア州では、再エネの系統統合費用の透明化を図るための調査（Integration Study: California Renewables Portfolio Standard Renewable Generation Integration Cost Analysis）を2003年以降3段階に分けて実施している。

⁹⁷ Order Instituting Rulemaking to Implement the California Renewables Portfolio Standard Program., Opinion Adopting Criteria for the Selection Least-Cost and Best-Fit Renewable Resources, Decision 04-07-029, July 8, 2004

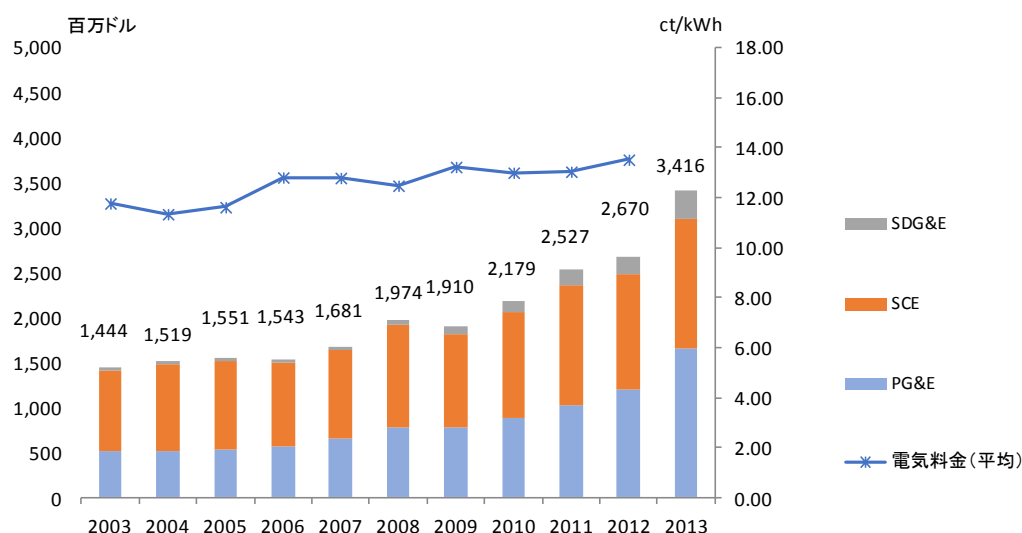
⁹⁸ CPUCホームページ（確認時2014年8月26日、Last Modified: 2/1/2012）
<http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/procurement.htm>

⁹⁹ SB2(1X)及びSB836、Public Utility Code 910, 911（CPUC, 2014(a)）

ることが義務付けられている¹⁰⁰。

IOU3社のRPS電力調達の直接費用は年々増加し、現在合計34億ドル(約3,666億円)(2013年速報値)となっている(その他小規模電力事業者は合計1,370万ドル(2012年確定値))。なおRPS導入以降の電気料金はほぼ横ばいとなっている¹⁰¹(図9)。

図9 IOU3社のRPS調達費用(直接費用)と電気料金(全部門平均)の推移



注 数値は IOU3 社合計

出所 CPUC, Report to the Legislature in Compliance with Public Utilities Code 910, February 2014 及び March 2013 及び Average Price by State by Provider (1992-2012), EIA より作成

直近年(2013年)の費用内訳及び発電量割合をエネルギー源別に見ると、風力発電がいずれも約4割と最も高いシェアを占める(図10)。

間接費用は、IOU各社に適用させる共通した算定方法が設定されておらず、体系的には示されていない。CPUCは、現在までのところ直接費用と比べ小額と見ているが¹⁰²、IOU3社は、RPS電力調達に関連した送電線建設等の費用は2020年までに104億ドル(1.1兆円)にのぼると推計している¹⁰³。CPUCは、送電網の建設やシステムの柔軟性を増やすための費用

¹⁰⁰ RPS電力の調達費用は需要家の電気料金に転嫁されるが、CPUC報告書は、日本のFIT制度下の賦課金のように、販売電力量あたりの需要家の費用負担といった値は示していない。費用負担・規模に関する評価は巻末に<参考>として示す。

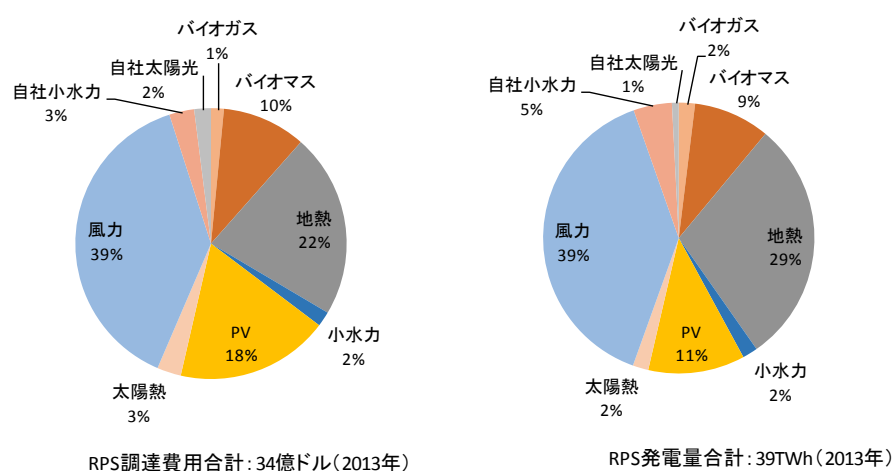
¹⁰¹ Average Price by State by Provider (1992-2012), EIA

¹⁰² IOU3社がそれぞれの算定方法で推計した系統統合費用の合計(2013年)は約1,744万ドル(約18億円)。CPUC, 2014(c)

¹⁰³ 再エネプロジェクトの系統接続に際し配電レベルでの増強費用が発生する場合は、再エネ発電事業者側の負担となる。このためRPS調達の間接費用には計上されないが、入札価格に含まれることで直接費用に反映されると考えられる。CPUC, 2014(c)

は、システム全体の安定性確保を目的とするものであって、RPS 電力の拡大に起因する費用を明確には特定しがたいと述べ、系統増強費用の負担見通し等について明言していない。一方、IOU3 社は、送電線プロジェクトは今後 10 年のうちに順次完了するため、その費用の大半は 2013 年までの電気料金にはほとんど含まれておらず、需要家への転嫁は今後発生すると指摘している¹⁰⁴。

図 10 IOU主要3社のRPS電力調達費用（左）と発電量（右）の割合（2013年）



出所 CPUC, Report to the Legislature in Compliance with Public Utilities Code 910, February 2014
より作成

（２）調達価格の推移

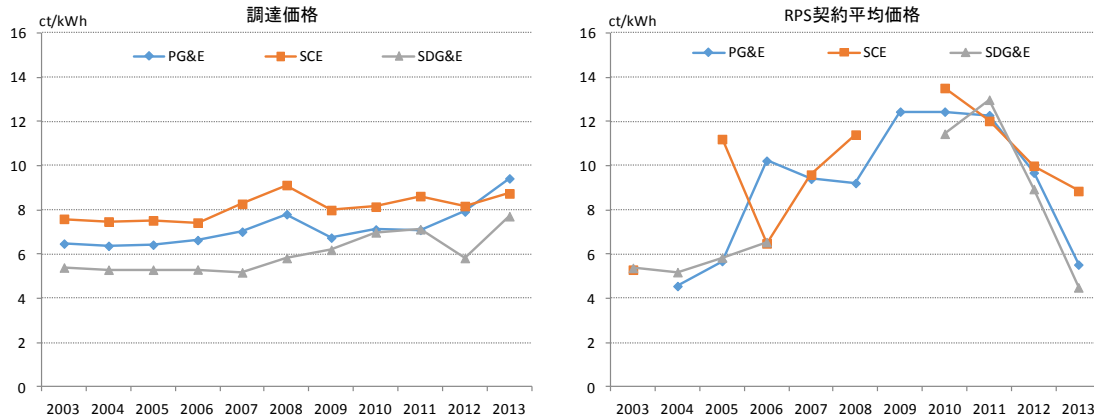
IOU 主要 3 社の各年の RPS 調達価格（既存契約に基づく買電・REC 取得価格）と、各年に新たに承認された RPS 契約の平均価格の推移を下図に示す¹⁰⁵。CPUC によれば RPS の調達費用（図 11 左図）は、2008 年から 2009 年にかけて RPS 契約価格が高い水準であったことから、足元で上昇した。RPS 契約の年ごとの平均価格（図 11 右図）は、制度導入当初は既存設備との契約が主であったために低い水準であったが、RPS 目標の拡大に連れ新規設備の契約が増加し 2005～2006 年以降平均価格が上昇した。2011 年以降は市場動向を反映し低下しているが、これについて CPUC は、RPS 市場が成熟し、競争的になっているとの見方を示している¹⁰⁶。

¹⁰⁴ CPUC, 2014(c)

¹⁰⁵ 供給時間帯に応じた価格差を加重平均したもの。RECのみの取引を含む。

¹⁰⁶ CPUC, 2014 (b)

図 11 IOU主要3社のRPS調達価格（左）と承認済みRPS契約の平均価格（右）の推移



注 RPS 契約平均価格はプロジェクト件数が 3 件に満たない場合は公表されていない。
出所 CPUC Padilla Report 2013 及び 2014 より作成

4-2. 制度費用に対する反応

以上に見たように、カリフォルニア州は独自の RPS を通じ高い再エネ導入割合（2013 年 20%）を実現しており、電気料金の目立った上昇もないことから、制度はこれまでのところ概ね順調に運用されているといえよう。ただし、以下にのべるように、費用管理の実効性や透明性には課題も残されており、制度運用の改善も求められている。

制度設計としては費用抑制措置が組み込まれているが、運用面では厳密に適用されない可能性がある。その理由として、CPUC は RPS 契約を審査する主体であり、同時に費用の上限を管理する主体であるため、LCBF の解釈に幅を持たせたり、例外を認めるといった余地があるとの指摘がある¹⁰⁷。また、需要家利益を代表する組織である消費者権利擁護室（Office of Ratepayer Advocates, ORA）¹⁰⁸は、2011 年に IOU3 社の RPS 電力調達及び CPUC の契約承認に関する動向を独自にまとめた報告書“Green Rush”¹⁰⁹を発表した。これによれば、2002 年以降 CPUC に承認申請が出された RPS プロジェクト 184 件のうち¹¹⁰、承認されなかったプロジェクトは 2 件に過ぎない。しかし、承認・締結に至った RPS 契約の 59%は MPR を上回るものであり、契約価格平均は MPR を 15%上回っている。MPR

¹⁰⁷ CPI, 2012

¹⁰⁸ 需要家の利害を代表する CPUC 内の独立部門。2013 年 9 月に Division of Ratepayers Advocates (DRA) より改名。

¹⁰⁹ Division of Ratepayer Advocates (DRA), Green Rush: Investor-Owned Utilities' Compliance with the Renewables Portfolio Standard, February 2011

¹¹⁰ 2010 年末まで (Renewable Portfolio Standard Quarterly Report, 4th Quarter 2010, CPUC)。最新のデータでは CPUC が承認した RPS 契約は 360 件以上 (Renewable Portfolio Standard Quarterly Report, 2nd Quarter 2014, CPUC)。

と契約価格との差額補填に必要な資金は約 60 億ドル（約 6,477 億円）と推計され、補填のために配分された金額（7.7 億ドル（約 832 億円）（上述））を大幅に上回っている。

これまでに差額補填の原資とされた公共財料金 (PGC、前出) は 2011 年末で廃止され (3-2 参照)、差額補填の原資を継続的に確保する仕組みは現時点では確保されていない。補填上限を超える RPS 費用の回収方法は不明であり、ORA は、これらのコストは承認案件が順次運転を開始するに連れ（通常、入札から運転開始まで 3～5 年）、今後、電気料金に影響を及ぼす可能性があるとしている。なお CPUC は、PGC に代わり新たに電力プログラム投資課金 (EPIC : Electricity Program Investment Charge) を 2011 年 9 月に創設し¹¹¹、再エネ普及のための課金を行っているが R&D 及び実証事業¹¹²に用途が限られ、RPS 調達費用及び補填は EPIC の対象となっていない¹¹³。

関連して、補填ができない段階に至っても、MPR を越える費用の RPS 電力を義務対象事業者が自主的に調達し、CPUC が承認すれば電気料金に転嫁できるとの規定もあるが¹¹⁴ その基準が不明なことや、さらに今後は系統増強費用も必要となるといった状況から、RPS 関連費用が発電コストに不透明な形で上乗せされ電気料金に転嫁される可能性が懸念されている。こうした現状から、消費者団体である Cal Watchdog もまた、需要家の負担額や見通しを CPUC 等が体系的に示していないことを強く批判している¹¹⁵。

ORA は、CPUC が作成したプロジェクト実現可能性評価ツール (Project Viability Calculator) に基づきこれまでの承認済み契約の実現化率を評価し、現状の導入ペースで 2020 年 33% の目標は十分達成可能と見込まれることから、今後は費用抑制を優先し、高コストプロジェクトの承認は控えるよう提言している¹¹⁶。

そうした中で 2011 年州法 (SB2) は、CPUC に対し、新たな費用抑制措置を検討し、義務対象事業者の RPS 目標達成費用の上限を算定するよう求めている¹¹⁷。CPUC は、従前の規定に従い¹¹⁸、費用上限は電気料金への影響が過重とならない水準に設定するとしている¹¹⁹。CPUC が 2013 年 7 月に示した案では、総原価¹²⁰に対する IOU の RPS 調達費用¹²¹ の比率に上限を設け、将来予測に基づき 2 年ごとに見直すといった新たな方策を示して

¹¹¹ PSG 延長の議会での否決（前述）により、CPUC は行政措置として EPIC を導入。PSG と異なり省エネ関連プログラムは対象としない。Briefing Report, Senate Republican Caucus, May 2013

¹¹² 2012-2014 年の予算は合計 4.67 億ドルであり、うちエネルギー委員会の予算が 3.68 億ドル、年間の支出上限は 1.62 億ドル。ORA <http://www.dra.ca.gov/general.aspx?id=2104>

¹¹³ メール問い合わせに対する回答（2014 年 11 月 22 日）、CPUC

¹¹⁴ Public Utilities Code § 399.15(d)(4)、Resolution E-4442, December 1, 2011

¹¹⁵ Cal Watch Dog, The Dirty Secrecy of Clean Energy Cost, March 19, 2012

¹¹⁶ Division of Ratepayer Advocates (DRA), Green Rush: Investor-Owned Utilities' Compliance with the Renewables Portfolio Standard, February 2011

¹¹⁷ CPUC, 2014(a)

¹¹⁸ Public Utility Code §399.15(d)(1)

¹¹⁹ CPUC, 2014 (a)

¹²⁰ 初年度以降 10 年間の伸び率を 2.75% と想定した予測合計 (CPUC, 2013 (b))

¹²¹ RPS 電力調達の直接費用及び 10 年間に亘る発電設備の運転費用 (CPUC, 2013 (b))

いる¹²²。

この他にCPUCは、LCBF（前出）の要件の見直しや、RPSの進展状況の綿密な把握と送電インフラ開発の必要性の見極め、契約審査手続きの効率化等、制度全体の費用を抑える取組を進めるとしている¹²³。

5. まとめと示唆

RPSは、再エネ電力の価格発見機能を市場に委ねることで費用効率の高い再エネ導入を図る制度として一般的にはとらえられているが、カリフォルニア州での導入事例を見ると、再エネ電力の導入促進と費用抑制の両立を図る上で重要な役割を果たしているのは政策的な介入や行政的な管理であると言える。制度の運用には課題も残されているものの、これまでのところ電気料金の大幅な上昇を伴うことなく高い再エネ導入割合（2013年20%）を実現するという成果をあげている。そうしたカリフォルニア州のRPSの主な特徴について、日本の制度（RPS・FIT）の課題とも対比しつつ、以下に整理する：

一点目は、長期的な導入目標の設定による政策の主導である。カリフォルニア州では、2002年の制度開始以降、目標を引き上げながらRPSを継続し、気候変動対策手段のひとつとして、今後は2020年までに33%、以降は少なくともこれを維持するとの目標設定が継続的な再エネ投資へのシグナルとなっている。

日本のRPSでは、投資を維持するだけの目標が設定されず、また、FITは具体的な数値目標がない中で制度が始動した。今後はエネルギーミックスの検討とあわせ明確な目標設定が期待される。

二点目は、RPS電力の具体的な調達価格について、投資促進と費用抑制の両面から行政的なコントロールを行っている点である。再エネの売電補助は、調達価格（RPSでは契約価格、FITでは買取価格）が低すぎれば投資が進まず、高ければ費用負担が過大となる。このためカリフォルニア州では、RPS電力調達の契約価格についてガス火力発電をベンチマークとした経済性審査を行い、同時に、ベンチマークに温暖化対策費用を反映することで、再エネ発電に一定程度の優位性をもたせている。目標達成の経済性を高めるための競争入札や証書取引制度による調達等、市場原理をベースとしながらも、制度運用においては、再エネへの投資促進と費用抑制の両面で政策的な介入や行政管理が重要な役割を担っている。

日本のこれまでの再エネ促進策では、制度費用を制限する仕組みを具体的に運用した経

¹²² CPUC, 2013 (b)

¹²³ CPUC, 2014 (a)

験がないが、FIT 制度への申込みが殺到し費用の急増懸念を招いた反省から、今後は適切なインセンティブの設定とコスト対策は必須の課題となろう。

カリフォルニア州 RPS の特徴の三点目は、目標の引き上げに伴い、系統面での対応を具体的に進めている点である。州政府や CAISO 等関係者は、送電網の建設必要箇所の特定や建設計画の作成等を進めており、また、再エネ電力の変動性（風力・太陽光の出力変化）への対策コスト等、再エネの導入拡大に伴い必要な間接費用を、RPS の調達費用の一環として社会的に負担するようルールを整備し、再エネ促進費用をより総体的に捉える体制を整備しつつある。

現在、日本の FIT 下では系統制約の喫緊性が増しているが、当面は出力抑制を主たる対策とし、FIT の買取費用とあわせた系統統合費用の負担のあり方や、系統への接続可能量の拡大方針が今後検討される見込みである。

コストが高い再エネの導入拡大を図るには、意欲的な目標設定と、系統対策も含めた費用対策を両立させる総合的な政策対応が必要と考えられる。本稿で取り上げたカリフォルニア州は一例に過ぎず RPS のあり方として一般化して論じることはできないが、RPS をむしろ規制的な制度としてとらえ¹²⁴、行政的なコントロールを通じ再エネの導入促進と費用抑制の両立を試みる制度として、今後の対応を含め注目すべき事例であろう。制度の実効性には課題もあり、日本でもそうした形で行政の役割を大きくした制度運用が望ましいのか、あるいは市場原理を最大限に発揮させる制度が望ましいのかは、再エネ促進のみならず、電力システム改革との整合性、気候変動対策をふまえた電源ポートフォリオ等大きな政策目標に適う制度としてあらためて検討する必要がある。しかしながら、接続許容量を超える急速な導入や料金高騰といった問題に対処するためには、FIT か RPS かといった制度の違いを超えて、適切な指標や上限措置を設ける等の対応を検討するべきであろう。本来、制度の行政コストは低い方が望ましいが、適正な補助水準の見極めが容易でなく、市場が成熟していない段階においては、政府のきめ細かな対応と制度を随時改善する柔軟性が求められよう。

お問い合わせ：report@tky.iej.or.jp

<参考> 費用負担・規模に関する評価

RPS 電力の調達費用は需要家の電気料金に転嫁されるが、CPUC 報告書は、日本の FIT 制度下の賦課金のように、販売電力量あたりの需要家の費用負担といった値は示していない¹²⁵。CPUC が示す電気料金の内訳には Public Purpose Program（省エネ補助や再エネの

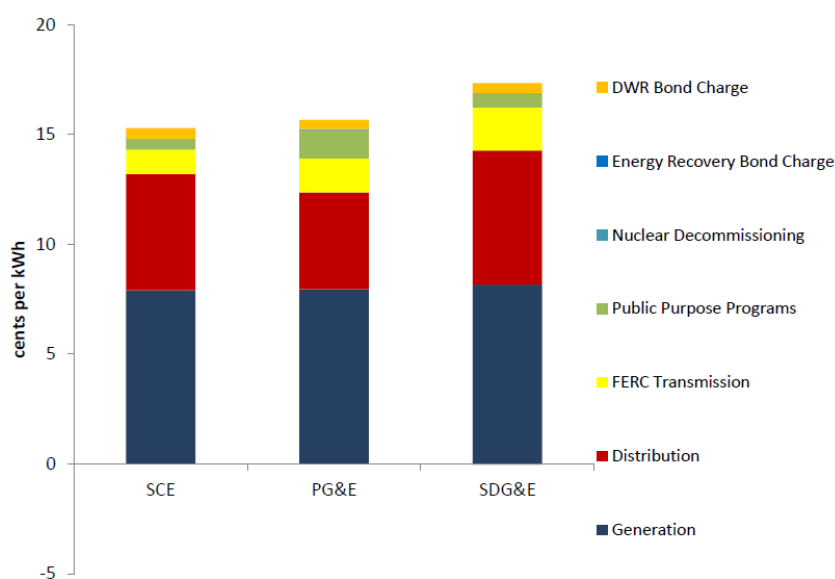
¹²⁴ ヒアリング、エネルギー委員会、2014年9月4日

¹²⁵ ヒアリング（Lawrence Berkeley National Laboratory、2014年9月5日）によればRPS費用は需要家の電気料金明細に示されていない。

R&D 費用補助) のための課金があるが RPS 費用は含まれず¹²⁶、発電コストの一部として計上されていると推察される。

CPUC は、RPS 調達費用の割合を IOU3 社の総原価 (revenue requirement) に占める RPS 調達費用の割合として示している¹²⁷。2013 年の値は、PG&E 13.4% (2012 年 9.7%)、SCE 11.9% (同 11.2%)、SDG&E 10% (6.3%) であり¹²⁸、いずれも前年を上回り、1 割を超える水準となっている¹²⁹。

図 12 (参考) 電気料金の内訳 (2013年)



出所 Electric and Gas Cost Report, CPUC, April 2014

また CPUC は、MPR を回避可能費用と想定した場合の RPS 電力調達の費用便益を推計している。2011 年～2013 年の IOU3 社の RPS 調達費用合計で見ると、電力調達の追加費用はむしろ負 (費用の節減) となっている¹³⁰。

ただしこうした推計はガス価格の予測に大きく左右される面があり、CPUC は RPS による費用便益の推計方法を検討中としている¹³¹。

¹²⁶ Utility Consumers' Action Network

<http://www.ucan.org/index.php/energy/tips-resources-energy/understand-your-electric-bill/sdg-e-programs-public-purpose>

¹²⁷ Padilla Report 及び Public Utilities Code 910、2013 年及び 2014 年

¹²⁸ CPUC, 2014(c)

¹²⁹ 後述するように (4-2)、RPS 調達費用が 総原価に占める割合を用い費用上限を設定する考え方が検討されている。

¹³⁰ CPUC, 2014(c)

¹³¹ CPUC, 2014(c)

表 5 (参考) CPUCによるRPSの追加コスト・コスト節減の推計

| | 算定根拠:MPRを回避費用と想定 | | | コストの節減(百万\$) | | | |
|-------|------------------|-----------------------|-------------|--------------|-------|-------|---------|
| | 参照MPR | 条件 | MPR(ct/kWh) | PG&E | SCE | SDG&E | IOU3社合計 |
| 2013年 | 2011年MPR | 契約開始年2013年 契約期間20年 | 9.3 | -25 | 92 | 74 | 141 |
| 2012年 | 2011年MPR | 契約開始年2012年 契約期間20年 | 8.9 | 147 | 114 | 101 | 362 |
| 2011年 | 2009年MPR | 契約開始年2011年 契約期間20年 | 10.1 | 1,410 | 1,560 | 330 | 3,300 |

出所 Report to the Legislature in Compliance with Public Utilities Code 910, CPUC, February 2014
及び March 2013 より作成

一方、IOU3社は、回避可能費用をスポット市場価格とした場合（CAISOの前日市場（day-ahead market）価格及び容量コスト¹³²に基づく）の追加コストを示している。これによれば、例えば2013年のRPS調達はIOU3社で合計約16.2億ドルの追加コストをもたらし、発電量あたりでは4.2～4.5 ct/kWhのコスト増との推計を示している。

こうした推計についてCPUCは、スポット市場で販売電力の20%（RPS義務相当）を賄うことは想定しにくいとし、算定方法に問題があるとの見方を示している。

表 6 (参考) IOU3社によるRPSの追加コスト（2013年）の推計

| | | PG&E | SCE | SDG&E |
|----------|----------------------|------|-------|-------|
| コスト | 追加コスト (ct/kWh) | 4.2 | 4.2 | 4.5 |
| | 追加コスト (百万ドル) | 713 | 732 | 172 |
| 算定 根拠 | スポット市場価格 (ct/kWh) | 4.21 | 4.28 | 4.12 |
| | 容量市場価格 (\$/kW/年) | 67.5 | 65.42 | - |

出所 Report to the Legislature in Compliance with Public Utilities Code 910, CPUC, February 2014
より作成

カリフォルニア州におけるRPS電力調達の直接費用と日本におけるFITの買取費用との比較（2013年）を下表に示す。電気料金収入・電気事業営業収益（双方より参照可能なデータ）に占める再エネ電力の調達・買取費用の比率は、カリフォルニア州では約9%、日本では約3%となっているが、前述のようにカリフォルニア州ではIOU3社のRPS電力割合は20%を超えていること（日本の再エネシェア（大規模水力を除く）は2.2%¹³³）、また日本のFITの買取費用は2014年度には大幅な増大が見込まれることに

¹³² 運転予備力として再エネ電力の出力が低下した場合に備え他の電源を確保しておくための費用。

¹³³ 再生可能エネルギーを巡る現状と課題、2014年6月17日、資源エネルギー庁

注意が必要である。

表 7 (参考) 再エネ電力の調達・買取費用 (2013年) の比較

単位: 億円

| | 再エネ費用(A) | 電気事業収入(B) | (A)/(B) |
|--------------------|----------|-----------|---------|
| カリフォルニア州 2013年 | 4,047 | 44,173 | 9.16% |
| | RPS調達費用 | 電気料金収入 | |
| 日本 2013年度 | 5,791 | 181,558 | 3.19% |
| | FIT買取費用 | 電気事業営業収益 | |
| 日本 (2014年度7月まで) | 3,443 | | |
| | FIT買取費用 | | |

1ドル=118円(2014年12月1日のレート)

注 カリフォルニア州の RPS 調達費用は IOU3 社と小規模義務対象事業者の合計値

出所 カリフォルニア州: EIA 及び Report to the Legislature in Compliance with Public Utilities Code 910, CPUC, February 2014、日本: 電気事業者連合統計情報及び資源エネルギー庁ホームページより作成

参考資料

Behles, D. N., Why California Failed to Meet Its RPS Target, Golden Gate University School of Law, July 2011

CPUC, 2013, The Padilla Report to the Legislature, The Costs of Renewables in Compliance with Senate Bill 836 (Padilla, 2011), March 2013

CPUC, 2013 (a), Report to the Legislature in Compliance with Public Utilities Code 910, March 2013

CPUC, 2013 (b), Administrative Law Judge's Ruling Requesting Comments of Staff Proposal for a Methodology to Implement Procurement Expenditure Limitations for the Renewable Portfolio Standard Program

CPUC, 2014 (a), Actions to Limit Utility Cost and Rate Increases in Compliance with Public Utilities Code 748, June 2014

CPUC, 2014 (b), The Padilla Report to the Legislature, Reporting 2013 Renewable Procurement Costs in Compliance with Senate Bill 836 (Padilla, 2011), February 2014

CPUC, 2014 (c), Report to the Legislature in Compliance with Public Utilities Code 910, February 2014

CPUC, 2014 (d), Renewable Portfolio Standard Quarterly Report, 2nd Quarter 2014

Division of Ratepayer Advocates (DRA), Green Rush: Investor-Owned Utilities' Compliance with the Renewables Portfolio Standard, February 2011

European Commission, Commission Staff Working Document: The support of electricity

from renewable energy sources, 2008

Fowler, L. and Breen, J, The Impact of Political Factors on States' Adoption of Renewable Portfolio Standards, Electricity Journal, March 2013, Vol. 26, Issue 2

Holt, L. and Galligan, M., States' RPS Policies: Serving the Public Interests?, Electricity Journal, December 2013, Vol. 26, Issue 10

Hilton, S.D., and Marriott, C.D., Tradable Renewable Energy Credits in California: The Struggle with Implementation, Electricity Journal, July 2010, Vol. 23, Issue 6

IEA, Deploying Renewables: Principles for Effective Policies, 2008

NREL, A Survey of State-Level Cost and Benefit Estimates of Renewable Portfolio Standards, May 2014

NREL, Feed-in Tariff Policy: Design, Implementation, and RPS Policy Interactions, March 2009

Pierpont, B., Limiting the Cost of Renewables: Lessons for California, Climate Policy Initiative (CPI), June 2012

木村啓二、再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準の制度理論とその制度設計課題、立命館国際研究、20巻2号（2007年度）

木村啓二、2009、

http://www.hinodeya-ecolife.com/filemgmt_data/files/CARPS-presentation-for-SEEPS09.pdf

海外電力、2009年1月、海外電力調査会

海外電力、2009年5月、海外電力調査会

佐藤佳邦、電力中央研究所、米国各州の再生可能エネルギー電力買取制度（FIT） - 買取価格の決め方と費用回収規定一、2011年

カリフォルニア州エネルギー委員会ホームページ <http://www.energy.ca.gov/renewables/>

CPUC ホームページ <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/index.htm>