

東京大学公共政策大学院
「公共政策の経済評価」2020年度

FIT 制度の費用便益分析

東京大学公共政策大学院
経済政策コース 修士2年 王 志博
経済政策コース 修士2年 杜 蘭娜
経済政策コース 修士1年 高塚 来未
経済政策コース 修士1年 松浦 幹

目次

1. はじめに	5
2. 分析対象事業の概要.....	6
2.1 FIT制度.....	6
2.2 賦課金の決定方法	7
2.3 FIT制度の実績と問題点	8
3. 分析の枠組み	8
3.1 当事者適格	8
3.2 政策ケース	8
3.3 分析期間	8
4. 分析における諸前提.....	9
4.1 電力事業者	9
4.2 電力価格	9
4.3 価格弾力性.....	10
4.4 エネルギーの代替	10
4.5 費用曲線	11
4.6 発電量推移	11
4.7 社会的割引率	13
5. 便益の推計	13
5.1 価格低下による消費者余剰の増加による便益.....	13
5.1.1 消費者余剰の増加	13
5.1.2 消費者余剰の増加分の推計方法.....	14
5.1.3 推計結果	16
5.2 非効率な再エネへの買取廃止による便益.....	16
5.2.1 非効率な再エネとは	16
5.2.2 非効率な再エネへの買取廃止による便益.....	17
5.2.3 推計結果	17
6. 費用の推計	17
6.1 エネルギー自給率低下のコスト.....	18
6.1.1 先行研究	18
6.1.2 分析対象	18
6.2 CO ₂ 排出費用	19

6.2.1 発電時のCO ₂ 排出量.....	19
6.2.2 CO ₂ 排出係数	20
6.2.3 CO ₂ 排出費用	20
6.2.4 CO ₂ 排出費用の推定.....	21
7. 推計結果	21
7.1 純便益の推計	21
7.2 感度分析	22
8. 考察	22
8.1 本分析の限界と今後の課題.....	22
8.2 結論と政策提言	23
9. 謝辞	26
参考文献	27

概 要

研究の背景・目的

近年、二酸化炭素を出さず、資源枯渇の心配がない再生可能エネルギーが注目を集めている。再エネの普及は、災害・地政学的リスクを克服し、環境負荷を抑制する事でエネルギーの安全性向上に寄与する。資源エネルギー庁では、2030年にエネルギーミックスを達成する取組指標として、2015年から2030年で再エネの比率を15%から44%まで引き上げ、主力電源とする事を掲げている。FIT制度は日本のエネルギー政策の根幹を成す制度と言えるであろう。

日本では2009年より固定買取価格制度（FIT制度）が導入されている。これは、再生可能エネルギーの普及を促進するため、再エネで発電された電気を電力会社が一定期間買い取ることを国が約束する制度である。その際、電力の買い取りに要する費用は国民負担となっており、2019年度における買取のための国民負担（再エネ賦課金）は2.4兆円にもなる。また、この費用は再生可能エネルギー発電の導入が拡大するにつれて増大すると考えられる。

以上のような背景から、FIT制度が国民にとって利するものとなるのかを検証する必要がある。本稿では、我が国におけるFIT制度の存続がもたらす社会的便益について検証することで、その政策の意義を問うことを目的としている。また、分析の中で項目毎に費用、便益を導出することで、政策への改善案を含む提案をすることを目的としている。

分析手法

本稿は、国を当事者適格（CO₂排出費用については世界を当事者適格）とし、FIT制度が存続する場合と廃止された場合を比較し、便益及び費用を項目毎にそれぞれ10年間にわたり算出している。FIT制度の廃止に伴い、国民負担となっていた再エネ賦課金が廃止されるため、消費者が直面する電力価格は低下する。余剰分析を通じて価格低下による消費者便益の増加分を計測する。また、FIT制度では再エネ事業者に対して固定買取期間が続くため、市場における電力価値以上の金額が支払われ続ける。本分析では、電力事業者の余剰分析を通じて増大する社会的余剰を計測する。加えて、前述した再生可能エネルギーの利点であるCO₂排出及びエネルギー自給率の向上を計測する必要がある。CO₂排出費用に関しては、増大する排出量をトンベースで算出し、CO₂排出係数を掛け合わせて費用化を試みた。また、エネルギー自給率の低下に関しては、エネルギー備蓄費用の増大分をコストとみなし、参考文献をもとに算出した。

結果

結果は表0の通りである。

表0 分析の結果(単位:10億円)

	ケース	最悪	最善
便 益	消費者余剰増加による便益	388.31	476.54
	非効率な再エネへの 買い取り廃止による便益	1,066.40	1,273.70
費 用	セキュリティコスト	680.66	705.33
	CO ₂ 排出費用	1,167.70	1,210.02
	純現在価値	-393.65	-165.12
	CBR	0.7870	0.9138

出所:筆者作成

CO₂ 排出費用として代表値の 10600 円/t-C を用いた場合、FIT 制度を廃止することへの純現在価値は-1651 億円から-3937 億円の間にあると言える。表からわかるように、コスト CO₂ 排出費用の占める割合が大きく、CO₂ 排出費用係数をどの値に設定するかによって分析の結果が大きく変わってくると言える。

結論と今後の課題

以上より、FIT 制度の存続か廃止かの選択では、存続した方が良いと結論づけることができる。一方で、分析の結果は CO₂ 排出係数に依存しているため、仮に CO₂ 排出費用の低減化若しくは火力発電において二酸化炭素の排出を減少させることができるのであれば、望ましい選択肢は逆転することもありうる。

本分析では発電産業における技術革新や化石燃料を取り巻く国際的なリスクの変動を考慮に入れることができていない。また、FIT 制度の問題点として議論されている国民負担の増大（賦課金の増大）に対する解決案を提示できていないため、この二点を今後の課題としたい。

1. はじめに

固定価格買取制度 – Feed-in Tariffs Act（以下：FIT 制度）とは、再生可能エネルギー（以下：再エネ）の普及を促進するため、再エネで発電された電気を電力会社が一定期間買い取ることを国が約束する制度である。対象となる再エネは「太陽光」「風力」「水力」「地熱」「バイオマス」のいずれかで、電気の買取りに要した費用は電気の使用者から広く集められる「再生エネルギー発電促進賦課金」（以下：賦課金）によってまかなわれる。賦課金は電気料金の一部として電気の使用量に比例して負担する必要がある、その単価は全国一律の単価になるように毎年調整されている¹。

FIT 制度を通して再エネ由来の電気が普及することは、日本のエネルギー自給率の向上に有効である。2018 年の日本のエネルギー自給率は 11.8%と他の OECD 諸国と比べると低水準であり、また東日本大震災の影響で火力発電は増加し、政情が不安定な中東からの輸入が大部分を占める化石燃料への依存度は 85.5%（2018 年）にもものぼる²。高い化石燃料依存度は電力価格が国際情勢に左右される事を意味し、経済活動への影響も大きい。

さらに、再エネの普及は発電による温室効果ガス排出量を低減させる効果もある。環境省の発表によると、電気事業分野からのエネルギー起源 CO₂ 排出量は日本全体の 4 割程度を占めている³。2015 年に国連気候変動枠組条約締約国会議（通称 COP）で合意されたパリ協定において、我が国は、2030 年度の温室効果ガスの排出を 2013 年度の水準から 26%削減することを中期目標として定めている。他部門の排出削減努力への影響も大きいことから、電気事業分野における取り組みは地球温暖化対策という観点で非常に重要な分野であると言える。

このように再エネの普及は、災害・地政学的リスクを克服し、環境負荷を抑制する事でエネルギーの安全性向上に寄与する。資源エネルギー庁では、2030 年にエネルギーミックスを達成する取組指標として、2015 年から 2030 年で再エネの比率を 15%から 44%まで引き上げ、主力電源とする事を掲げている。FIT 制度は日本のエネルギー政策の根幹を成す制度と言えるであろう。

一方で、賦課金による国民負担額は年々増大している。2019 年度の再エネ買取費用総額は約 3.6 兆円、賦課金総額は約 2.4 兆円であり、月に 260kWh の電力を使用するモデル家計における賦課金負担は月額 767 円となっている⁴。資源エネルギー庁の推計では、2030 年度に再エネ比率 24%を達成するためにはさらに約 0.5 兆円の買取金額を投じる必要がある

¹ 資源エネルギー庁「なっとく！再生可能エネルギー」

² 資源エネルギー庁（2020）「2020—日本が抱えているエネルギー問題（前編）」

³ 環境省（2020）「電気事業分野における地球温暖化対策の進捗状況の評価の結果について」

⁴ 資源エネルギー庁（2018）「日本のエネルギー2018、エネルギーの今を知る 10 の質問」

⁵、これをまかなうための賦課金は電気料金に少なからず影響を与え続ける。従って、FIT 制度が国民にとって利するものであるかを検討することが求められている。

以上のような背景から、本報告書では、FIT 制度の存続に関して費用便益分析を行う事によって本制度の妥当性を検証する事を目的としている。

本報告書の構成は以下の通りである。第 2 節では、FIT 制度の概要について概説する。第 3 節では分析の枠組みを設定し、続く第 4 節で分析に必要な仮定についてまとめる。第 5 節では便益項目、第 6 節では費用項目についての試算の詳細を示す。第 7 節で純便益の推計結果とその感度分析の結果を示す。第 8 節では本分析による結論、および本分析の限界について述べる。

2. 分析対象事業の概要

2.1 FIT 制度

固定価格買取制度（以下：FIT 制度）は、再生可能エネルギー（以下：再エネ）の導入を促進するために「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」に基づき 2012 年 7 月 1 日に開始した制度である。対象となる再生エネルギー源（太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス）を用いて発電された電気を一定の期間・価格で電気事業者が買い取る事を義務付けており、再エネ事業者は経済産業大臣の認定を受けた設備を用いる必要がある。

調達価格や調達期間は、事業が効率的に行われた場合に通常必要となるコストを基礎に、適正な利潤などを勘案し、中立的な調達価格等算定委員会の意見を尊重して経済産業大臣によって定められる。2020 年度の価格表（調達価格 1kWh あたり）は以下の通り。

表 2.1 2020 年に再エネ価格表

	期間	価格（税抜）
太陽光	20 年（大規模）	入札、12～13 円
	10 年（小規模）	21 円
風力	20 年	16～36 円、入札
水力	20 年	12～34 円
地熱	15 年	12～40 円
バイオマス	20 年	13～40 円、入札

出所：資源エネルギー庁 HP⁶を参考に筆者作成

⁵ 資源エネルギー庁（2019）「再生可能エネルギー政策の再構築に向けた当面の対応」 P4 より

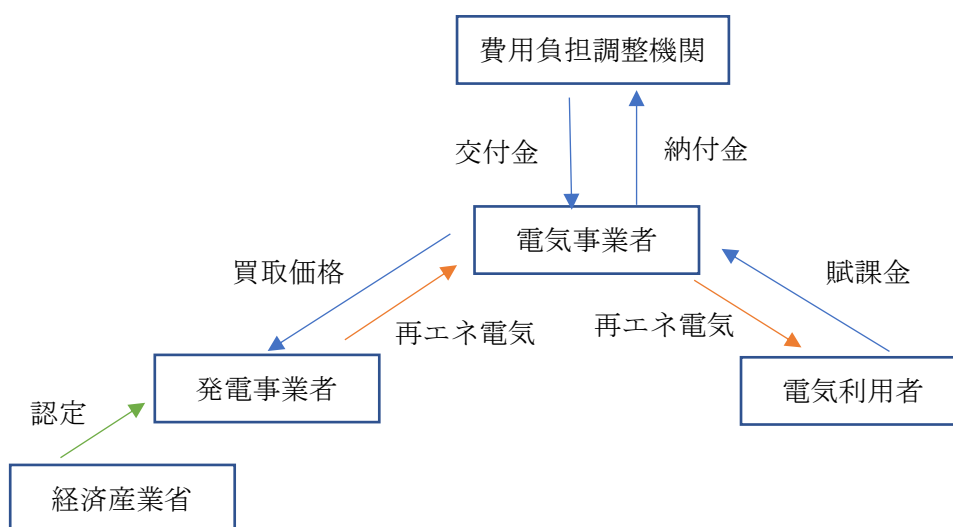
⁶ 資源エネルギー庁「なっとく！再生可能エネルギー」

2.2 賦課金の決定方法

買取価格を踏まえて算定された 2020 年度の賦課金単価は、1kWh 当たり 2.98 円であった。算定根拠は以下の通り。

図 2.1 賦課金の決定方法

$$\begin{aligned} \text{賦課金単価} &= \frac{\text{買取費用} - \text{回避可能費用} - \text{費用負担調整期間事務費}}{\text{販売電力量}} \\ &= \frac{3 \text{ 兆 } 8478 \text{ 億円} - 1 \text{ 兆 } 4774 \text{ 億円} - 3.2 \text{ 億円}}{7967 \text{ 億 k Wh}} \end{aligned}$$



出所: 新電力ネット⁷を参考に筆者作成

ここで、回避可能費用とは、電気事業者が本来予定していた発電を取りやめた（電気事業者が再エネ由来の電気を買取ると、その分事業者の発電量は減少する）事で支出を免れることができた費用を指す。現状では再エネによる発電は高コストのため、固定価格が高めに設定されている。固定価格と低コストで発電できた場合の価格の差額が、賦課金として利用者が負担している金額である。回避可能費用は 2016 年 4 月より市場価格連動制とされ、市場価格指標としては日本卸電力取引所（JPEX）のスポット市場と 1 時間前市場の加重平均が用いられている⁸。

また、費用負担調整機関とは、電気事業者が利用者から徴収した賦課金が納入される機

⁷ 新電力ネット <https://pps-net.org>

⁸ それ以前は可変費用から算出されていたが、2016 年 4 月 1 日からの小売り全面自由化に伴い制度が再設計された。

関で、公募によって決定される⁹。当該機関は地域間で賦課金の差が出ないように調整し、交付金の形で電気事業者に分配している。

2.3 FIT 制度の実績と問題点

2012 年の FIT 制度開始以降、新たに運転を開始した設備は約 5062 万 kWh、認定を受けた設備は約 8918 万 kWh であり、制度開始前と比べた再エネの導入量は約 3 倍となっている。世界的にも再エネの急拡大が続く中で、我が国でもさらなる導入拡大を図られると考えられる、実際に、2018 年 7 月に閣議決定された第 5 次エネルギー基本計画においては、再エネを「主力電源化」していく事が位置付けられた。

一方で、FIT 制度の継続に伴って国民負担も増大している。日本の再エネ発電コストは国際水準と比較して高い水準にあり、消費者の負担する賦課金は年々増加している。経済産業省が発表するエネルギーミックス¹⁰においては、2030 年度の導入水準（再エネ比率 22~24%）を達成する場合の FIT 制度における買取費用総額を 3.7~4 兆円程度¹¹と見込んでいるが、2019 年度の買取費用総額は既に 3.6 兆円程度に達しており、国民負担の抑制は喫緊の課題となっている¹²。

3. 分析の枠組み

3.1 当事者適格

本研究では、当事者適格を「国（CO₂排出費用については世界）」とする。FIT 制度成立の背景には世界的に進行する地球温暖化を抑制するねらいもあるが、本研究の目的は制度の財源を担う日本国民にとっての妥当性を検証する事であるためである。

3.2 政策ケース

本研究では、with ケースを「2020 年に FIT 制度を廃止する」とし、without ケースを「現状維持（FIT 制度を存続する）」とする。なお、with ケースにおける「FIT 制度の廃止」は「FIT 制度に適用される再エネ事業者の新規認定廃止」を意味し、2019 年にまでに認定を受けた事業者の買取りに関しては認定時に認められた買取期間だけ続くと仮定する。

3.3 分析期間

政策の導入時期として、2020 年度より FIT 制度が廃止された場合を考える。また、分析期間は 2020 年から 2030 年までの 10 年間とする。これは、2030 年エネルギーミックスが

⁹ 2020 年 1 月現在、低炭素投資促進機構がこの業務を担っている。

¹⁰ エネルギー基本計画の下で決定された、2030 年における発電方法の組み合わせを指す。

¹¹ 第三者機関には、4.5 兆円と推計するものもある。

¹² 資源エネルギー庁（2020）「エネルギー白書 2020」第 3 章より

実現され、十分な量の再エネ導入が達成されたために FIT 制度が終了し、FIP 制度¹³に移行する場合を想定している。即ち、2030 年以降は FIT 制度そのものが廃止されている場合を考慮している。

4. 分析における諸前提

4.1 電力事業者

分析のため、電力事業者には再生可能エネルギーを用いた発電を行う電力事業者と、その他のエネルギーを用いた発電を行う電力事業者の 2 つのタイプが存在すると考える。この時、FIT 制度のもとでは、再生可能エネルギーを扱う電力事業者にとって有利に働くものであると考えられる。

4.2 電力価格

電力産業は莫大な固定費用がかかるため、参入障壁が大きく、自然独占が発生してしまう。そのため、我が国では電気料金は規制部門の対象とされてきた。これまで、規制部門の電気料金は、電気を安定的に供給するために必要であると見込まれる費用に利潤を加えた額と電気料金の収入が等しくなるよう、総括原価方式によって設定されていた¹⁴。2016 年以降、電力の小売全面自由化が認められ、消費者は電力会社を選べるようになり、電力事業の市場競争が促されている¹⁵。一方、消費者保護の観点から、競争が十分に進展するまでの間、規制部門の電気料金（経過措置料金）も各地方の電力会社から引き続き提供されている。

本分析では、総括原価方式によって電気料金が設定されていることをモデル化するために平均費用価格規制が取られていると考える。即ち、電力価格は平均費用によって定められ、生産者余剰は常に 0 となる。

具体的な電気料金の求め方としては、まず、2019 年以降の電気料金は資源エネルギー庁「将来の電力産業の在り方について」（図 4.1）を参考に設定している。図 4.1 により、電気料金は燃料費、再エネ賦課金およびその他の項目（設備費、設備廃棄費など）から構成されることがわかる。例えば、2019 年度における家庭用・産業用電力料金の平均価格は、

¹³ FIP 制度 (Feed-in Premium) :

卸電力取引市場や相対取引で再エネ発電事業者が市場に売電した場合に、基準価格 (FIP 価格) と市場価格の差額をプレミアムとして交付することにより、投資インセンティブを確保する市場連動型の支援制度。大規模太陽光・風力等の競争力ある電源へ成長が見込まれるものに関して適用する事で、需要ピーク時 (市場価格が高い) に蓄電池の活用などで供給力を増やすインセンティブがあり、欧州では既に導入されている。

資源エネルギー庁 「FIP 制度の詳細設計とアグリゲーションビジネスの更なる活性化」 (2020 年 8 月 31 日)

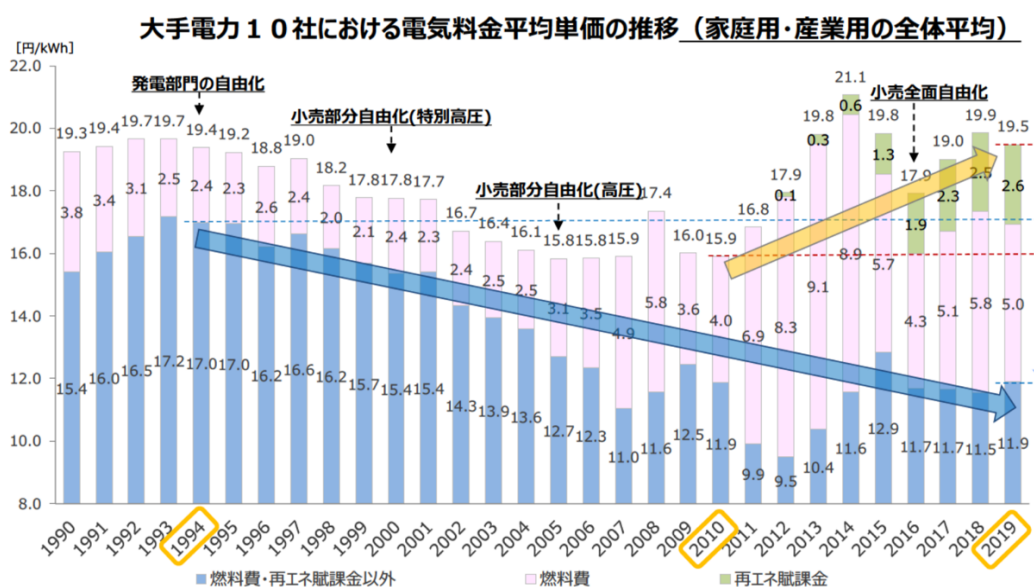
¹⁴ 経済産業省 (2020) 「電気料金の仕組みについて」

¹⁵ 経済産業省 (2016) 「電力小売完全自由化」

燃料費 5.0 円、再エネ賦課金 2.6 円、その他（設備費、設備廃棄費など）11.9 円となり、1kWhあたりの電気料金は上記を合計した 19.5 円となることがわかる。

なお、with においては上述の電力価格から再エネ賦課金が除かれる。年度ごとの電気料金の詳しい推移については第 5 節で触れる。

図 4.1 大手電力 10 社における電気料金平均単価の推移(家庭用・産業用の平均全体)



出所:資源エネルギー庁(2020)「将来の電力産業の在り方について」

4.3 価格弾力性

価格弾力性とは、財の料金の変化に対し、需要がどれほど変化するかを割合を示したものである。電力の価格弾力性は沈(2003)の推定値を利用した。具体的には、短期価格弾力性値は-0.111、長期価格弾力性値は-0.257であるため、ここで、2020年度の価格弾力性値は短期のものを用い、その後毎年等しい変化幅で変化し、10年後の2030年には長期の価格弾力性値になるように需要が変化すると仮定した。

4.4 エネルギーの代替

2019年における電力需要は約8811億kWh¹⁶である。一方、2030年における電力需要予測は、上述の経済産業省2030年エネルギーミックスより、1兆650億kWhまで増大すると考えられる。この内、エネルギー源別の内訳は水力8.6%、火力56%、原子力22%、風力1.7%、太陽光7%、地熱1%、バイオマス3.7%となる。今、withにおいてFIT制度を廃止した場合、コストのかかる再生可能エネルギー発電が2020年以降全く導入されないと仮定する。この時、「本来再生可能エネルギーで賄えていたと考えられる電力」をその他の発

¹⁶ 資源エネルギー庁(2020)「2019年度発電実績」

電方式で賄う必要がある。RITE「電源別発電コストの最新推計と電源代替の費用便益分析」によると、安全対策や社会的外部費用を加味した上で最も発電コストの低いエネルギーは原子力である。経済産業省の試算における2030年の原発稼働率が22%であることから、この数値をこれ以上引き上げることが難しいと考えると、withoutにおいて本来再生可能エネルギーで賄われていたと考えられる発電量は、withにおいて火力発電によって代替されると考えることができる。

また、withでは再生可能エネルギー賦課金が廃止されるため、消費者が直面する電力価格がwithoutのケースに比べて低下する。価格弾力性が0でない限り、価格低下による所得効果が生じて電力需要は増大すると考えられる。本レポートでは、所得効果によって増大すると考えられる発電量も火力発電によって代替されると仮定した。

4.5 費用曲線

本レポートにおいては発電事業者の費用曲線は水平であると仮定する。電力事業における投入物は燃料（再エネを除く）、設備（資本）などが考えられるが、長期の分析を考えると、全ての費用を可変費用と見なすことができる。また、現在我が国におけるベースロード電源は原子力発電、水力発電などが用いられており、火力発電の稼働率と期待供給力はほぼ一致していると考えられる。そのため、新たな電力需要に対しては、新たな発電所が建設されると考える。この時、発電量とこれらの生産要素は比例の関係、即ち一次同次関数であると考えられるため、電力事業における長期費用曲線は水平であると仮定する。但し、価格水準が分析の期間を通じて不変というわけではなく、燃料費の高騰などによって費用曲線は水平のまま上下にシフトすると考えられる。

4.6 発電量推移

以上より、withoutとwithにおける毎年の発電量の推移を以下に示す。前述の通り、FIT制度を廃止した場合、賦課金の廃止によって消費者が直面する電力価格が低下するため、電力需要が増加している。表4.1¹⁷はFIT制度下におけるエネルギー源別発電量推移である。但し、2019年における発電量は資源エネルギー庁が公表している2019年度電力調査統計表から、2030年の発電量は2030年エネルギーミックスからそれぞれ算定し、2019年における発電実績から、2030年にかけて等しい変化幅で各発電方式において発電量が増加、もしくは減少すると仮定している。FIT制度のもとでは火力発電の割合が低下し、原子力及び再生可能エネルギーの割合が増加していることがわかる。また、FIT制度が廃止された場合、賦課金が廃止される分、消費者が直面する電力価格は低下する。本分析においては、廃止される賦課金の金額を2つのシナリオで考える。そのうち、消費者余剰が最大となるようなシナリオを最善シナリオ、消費者余剰が最小となるようなシナリオを最悪

¹⁷ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。表4.2、表4.3においても同様。

シナリオとする。表 4.2 は最悪シナリオにおける電源別発電量、表 4.3 は最善シナリオにおける電源別発電量の推移を表している。これらを比べてみると、FIT 制度を廃止した際、電力需要が増大する一方、再生可能エネルギーの導入が拡大しない分、FIT 制度下と比べて火力発電の発電量が大きく増大していることがわかる。

表 4.1 FIT 制度下における発電量の推移（単位：億 kWh）

年度	火力	原発	再エネ	合計
2020	6,940	743	1,128	8,811
2021	6,910	880	1,201	8,990
2022	6,872	1,022	1,275	9,169
2023	6,829	1,169	1,351	9,348
2024	6,778	1,320	1,429	9,526
2025	6,720	1,477	1,510	9,705
2026	6,656	1,638	1,592	9,884
2027	6,584	1,805	1,676	10,063
2028	6,506	1,976	1,762	10,242
2029	6,422	2,152	1,850	10,421
2030	6,328	2,332	1,940	10,600

出所：筆者作成

表 4.2 最悪ケースにおける発電量推移（単位：億 kWh）

年度	火力	原発	再エネ	合計
2020	7,143	743	1,058	8,943
2021	7,209	880	1,058	9,147
2022	7,272	1,022	1,058	9,352
2023	7,332	1,169	1,058	9,559
2024	7,340	1,320	1,058	9,768
2025	7,444	1,477	1,058	9,978
2026	7,495	1,638	1,058	10,191
2027	7,544	1,805	1,058	10,406
2028	7,589	1,976	1,058	10,623
2029	7,632	2,152	1,058	10,841
2030	7,673	2,332	1,058	11,062

出所：筆者作成

表 4.3 最善ケースにおける発電量推移(単位:億 kWh)

年度	火力	原発	再エネ	合計
2020	7,145	743	1,058	8,946
2021	7,214	880	1,058	9,152
2022	7,281	1,022	1,058	9,361
2023	7,346	1,169	1,058	9,572
2024	7,408	1,320	1,058	9,786
2025	7,468	1,477	1,058	10,003
2026	7,526	1,638	1,058	10,222
2027	7,581	1,805	1,058	10,444
2028	7,635	1,976	1,058	10,668
2029	7,687	2,152	1,058	10,896
2030	7,737	2,332	1,058	11,126

出所:筆者作成

4.7 社会的割引率

本レポートにおける費用、及び便益を計上する際の社会的割引率は国土交通省の技術指針¹⁸に倣い、4%を用いる。

5. 便益の推計

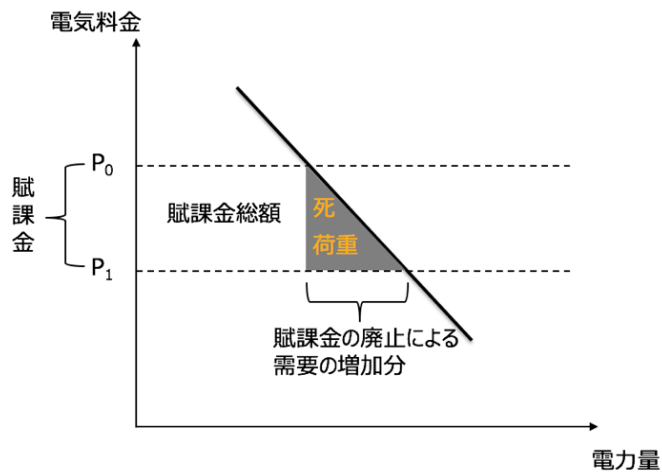
5.1 価格低下による消費者余剰の増加による便益

5.1.1 消費者余剰の増加

図 5.1 のような消費者の電力需要曲線のグラフを考える。再エネ賦課金がある場合に、消費者が直面する電気料金は P_0 とし、FIT 制度を廃止することによって消費者が直面する電気料金が賦課金の分（2019 年時点で 1kWh あたり 2.95 円）だけ減少し、電気料金は P_1 になる。それに伴う消費者余剰の増加分は死荷重となっていた図の三角部分と賦課金総額である。賦課金総額は再エネ事業者の買取に用いられるための政府収入であり、政府収入が消費者余剰に移っただけで with と without で社会的余剰に影響しない。そのため、図の三角形部分を新たに消費者余剰として計上される便益とする。

図 5.1 消費者の電力需要曲線

¹⁸ 国土交通省（2018）「公共事業評価の費用便益分析に関する技術指針」



出所:筆者作成

5.1.2 消費者余剰の増加分の推計方法

各年度の消費者の増加分は、以下の式を用いて計算できる。

$$\text{消費者余剰の増加分} = \text{賦課金} \times \text{賦課金廃止による需要の増加分} \times \frac{1}{2}$$

ここで、毎年の消費者の電力需要曲線は FIT 制度を廃止しても変化しないと仮定し、各年度の賦課金廃止による需要分は

$$\frac{-\text{価格弾性値} \times \text{各年度の賦課金} \times (\text{FIT 制度廃止しない場合}) \text{各年度の電力量}}{(\text{FIT 制度廃止しない場合}) \text{各年度の電気料金}}$$

と求めることができる。

具体的な求め方としてまず、2019 年以降の電気料金について本分析では、2019 年度以降の燃料費とその他は大手電力 10 社の直近 5 年間の平均値を取り、再エネ賦課金は 2019 年度の 2.6 円/kWh から 2030 年度の 3.5~4.1 円/kWh¹⁹までに毎年等しい変化幅で変化していくと仮定する。2030 年度の賦課金が 3.5 円/kWh の時、得られる消費者便益が一番小さいため、最悪ケースとした。同様に 2030 年度の賦課金が 4.1 円/kWh の時、得られる消費者便益が一番大きいいため、ここでは最善ケースとした。その結果、2019 年度以降の電気料金の推移は以下の通りである。

¹⁹ 電力中央研究所 (2020) 「2030 年における再生可能エネルギー導入量と買取総額の推計」 P38 より

表 5.1 最悪ケース(単位:円/kWh)

年度	再エネ賦課金	燃料費	その他	電気料金
2019	2.60	5.18	11.94	19.72
2020	2.68	5.18	11.94	19.80
2021	2.76	5.18	11.94	19.88
2022	2.85	5.18	11.94	19.97
2023	2.93	5.18	11.94	20.05
2024	3.01	5.18	11.94	20.13
2025	3.09	5.18	11.94	20.21
2026	3.17	5.18	11.94	20.29
2027	3.25	5.18	11.94	20.37
2028	3.34	5.18	11.94	20.46
2029	3.42	5.18	11.94	20.54
2030	3.50	5.18	11.94	20.62

出所:筆者作成

表 5.2 最善ケース(単位:円/kWh)

年度	再エネ賦課金	燃料費	その他	電気料金
2019	2.60	5.18	11.94	19.72
2020	2.74	5.18	11.94	19.86
2021	2.87	5.18	11.94	19.99
2022	3.01	5.18	11.94	20.13
2023	3.15	5.18	11.94	20.27
2024	3.28	5.18	11.94	20.40
2025	3.42	5.18	11.94	20.54
2026	3.55	5.18	11.94	20.67
2027	3.69	5.18	11.94	20.81
2028	3.83	5.18	11.94	20.95
2029	3.96	5.18	11.94	21.08
2030	4.10	5.18	11.94	21.22

出所:筆者作成

電力の価格弾性値の設定と各年度の電力量（発電量）の内容は、第4節で触れたので、

ここでは省略する。

5.1.3 推計結果

以上の方法によって求めた消費者便益の結果は、以下の通りである。なお、FIT 制度を廃止する場合は 2019 年度の年末に実施すると想定し、割引率は 4%とした。

表 5.3 消費者便益の推計結果(単位:億円)

消費者便益	
最悪ケース	3,883
最善ケース	4,765

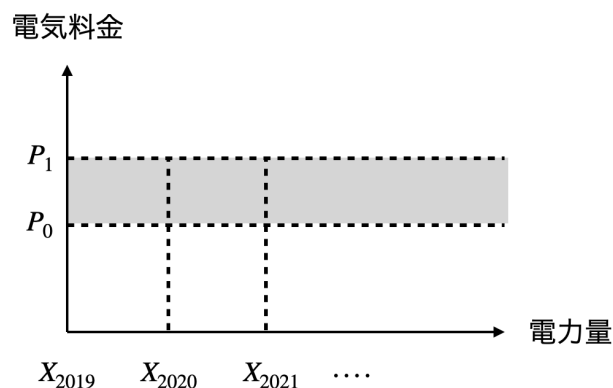
出所:筆者作成

5.2 非効率な再エネへの買取廃止による便益

5.2.1 非効率な再エネとは

図 5.2 のようなグラフを考える。縦軸は電気料金を表しており、 P_0 は回避可能費用であり、 P_1 は再エネ発電に必要な費用である。本稿では、平均費用が一定であると仮定する。回避可能費用²⁰とは、再生可能エネルギー電源を用いて発電され電気 (FIT 電気) の買取義務者 (電気事業者) が、この電気の調達によって、発電・調達をせずすみ、支出を免れた費用である。横軸は再エネ発電量を表しており、 X は各年度における再エネ発電量を表している。本来であれば回避可能費用の金額によって調達されたはずの電力が、再エネを用いて発電することによって調達されているため、不必要に高いコストで再エネ発電が行われていることになる。そのため、灰色部分はその死荷重であり、FIT 制度を廃止することによってその非効率性が改善され、この部分は社会的便益となる。

図 5.2 社会的便益



出所:筆者作成

²⁰ 環境ビジネスオンライン「環境用語集」

5.2.2 非効率な再エネへの買取廃止による便益

各年度の社会的余剰の増加分は、以下の式を用いて計算できる。

非効率な再エネへの買取廃止による便益

$$= (\text{再エネ発電コスト} - \text{回避可能費用}) \times \text{前年度から増えた再エネ由来の電力量}$$

求め方として、初めに再エネ発電にかかるコストを考える。長期エネルギー需給見通し小委員会の推計²¹によると、再生可能エネルギーにかかる発電コストは、住宅用太陽光発電 29.4 円/kWh、非住宅用太陽光発電コスト 24.3 円/kWh、陸上風力発電コスト 21.9 円/kWh、地熱発電コスト 19.2 円/kWh、小水力発電コスト 23.3 円/kWh となる。但し、各項目とも資本費、運転維持費に加えて社会的経費として政策経費を加えている。これらの値が一定であると仮定し、2019 年度における電源別再エネ発電量の加重平均を取り、再エネ発電にかかるコストを 23.43 円/kWh とする。

次に、回避可能費用については、前述した電力中央研究所の値をそのまま用い、2019 年度から 2030 年度までに一定となると仮定した。具体的には、最悪ケースにおける回避可能費用は 8 円/kWh、最善ケースにおける回避可能費用は 5 円/kWh である。

2019 年から増えた再エネ由来の電力量は、without、即ち FIT 制度が存在する場合における当該年度再エネの電力量から 2019 年度再エネの電力量を引いたものになる。ここでは、表 4.1 のデータを用いて計算した。

5.2.3 推計結果

以上の方法を用いて 2020 年度から 2030 年度まで増加する社会的余剰を計算した。その推計結果は、以下の通りである。

表 5.4 社会的便益の推計結果(単位: 億円)

再エネ事業者便益	
最悪ケース	10,664
最善ケース	12,737

出所: 筆者作成

6. 費用の推計

²¹ 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会 発電コスト検証ワーキンググループ(2015)「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コストなどの検証に関する報告(案)」

6.1 エネルギー自給率低下のコスト

FIT 制度の目的は再生可能エネルギー導入拡大にあるが、そもそも再生可能エネルギーのメリットはクリーンエネルギーであることの他に、国産エネルギーとして用いることができるという点がある。FIT 制度の廃止とそれに伴う再生可能エネルギーの導入量減少、火力発電の増大は我が国における将来的なエネルギー自給率の低下をもたらす。

そこで本項ではエネルギー自給率の低下を FIT 制度廃止に由来するコストとして計測する。

6.1.1 先行研究

エネルギー自給率の費用化に関する先行研究として土肥、杉村（2017）がある。本先行研究では石油・石炭・天然ガスの年間の備蓄費用をエネルギーセキュリティコストとして見なしており、貯蔵による蒸発（ボイルオフ）、各エネルギーの輸入元のリスク及び国際価格におけるボラティリティを指標として組み込んだ各エネルギーの備蓄費用を計測し、エネルギーセキュリティコストとしている。具体的には、現在我が国では石油、石炭、LNG をそれぞれ年間消費量の 170 日、30 日、14 日備蓄しており、その時の年間費用が上述の不確実性込みの評価で 2014 年当時 1.72 兆円となっている。そこで、本レポートにおいてこの値を引用する。

6.1.2 分析対象

本レポートにおいて計測すべきなのは、FIT 制度が存続する場合と廃止された場合において、火力発電量の差分がもたらすエネルギー貯蔵量の増加分にかかるコストであり、以下の式で表される。

$$\text{エネルギー自給率低下のコスト} = \text{セキュリティコスト} \times \text{火力発電の増加分}$$

現在、我が国における一次エネルギーに占める電力の比率は、直近 5 年の平均より、44.6% である²²。また、資源エネルギー庁の公表している「電力調査統計」より、2014 年における火力発電量は約 7178 億 kWh である。以上より、7178 億 kWh の電力を火力発電で発電する際、そのためのエネルギー備蓄費用は 1.72 兆円 \times 44.6% = 7671.2 億円であることがわかる。よって火力発電由来の電気 1kWh 相当のエネルギーにかかる備蓄費用は、備蓄費用の 7671.2 億円を発電量の 7178 億 kWh で除した 1.0687 円/kWh となる。

表 4.1、表 4.2、表 4.3 より得られる without と with における火力発電の発電量の差に上記の 1.0687 円/kWh を掛け合わせたものが、追加的にかかる年間のセキュリティコストと

²² エネ百科（2020）「原子力・エネルギー図面集」

なる。計算結果を表 6.1 に示す。

表 6.1 セキュリティコスト(単位:億円)

	最悪ケース	最善ケース
合計費用	6,806.63	7,053.33

出所:筆者作成

即ち、最悪ケースの場合 6806.6 億円、最善ケースの場合 7053.3 億円のセキュリティコストがかかる。

6.2 CO₂ 排出費用

本章では、FIT 制度を廃止した際に過剰に排出される CO₂ の排出費用について説明する。本分析では、電力需要の増加分を火力発電の増設によって代替すると仮定しており、増加した CO₂ 排出量の分を社会的な費用として計測する必要がある。

6.2.1 発電時の CO₂ 排出量

発電における CO₂ 排出量の計測には、以下の通りの方法が考えられる。

第一に、発電時のエネルギー転換に伴う CO₂ 排出量を計測する方法である。エネルギー転換に伴う CO₂ とは化石燃料に由来するエネルギーの燃焼によって排出される CO₂ であり、発電の燃料として化石燃料を用いる火力発電の場合のみ、発生する²³。算出にあたっては、資源エネルギー庁の「総合エネルギー統計」におけるエネルギー起源炭素表の数値を用いる。

第二の CO₂ 排出量の計測方法としては、発電におけるライフサイクル CO₂ 排出量が考えられる。ライフサイクル CO₂ 排出量とは、「発電プラントの運用段階の CO₂ 排出量（つまりエネルギー転換に伴う CO₂ 排出量）のみならず、原料の採掘・輸送・加工・廃棄物処理などの一連の活動（サプライチェーン）、すなわち発電のライフサイクル全体を包含して評価した CO₂ 排出量」のことである²⁴。公的統計による計測データはないため、算出にあたっては参考文献²⁵における 2015 年の評価値を用いる。

本分析においては、下記の理由で上述の一番目、エネルギー転換に伴う CO₂ 排出量を発電時の CO₂ 排出量として扱う事とする。まず、本分析の当事者適格は「日本」であり、その大部分を海外で行っていると考えられる採掘・輸送段階の CO₂ 排出量をも計測しているライフサイクル排出量は適さない。さらに、ライフサイクル CO₂ を計測する際に用いる論

²³ 資源エネルギー庁（2020）「総合エネルギー統計の解説 2018 年度改訂版」P175 より

²⁴ 電力中央研究所（2016）「日本における発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量総合評価」第 1 章より

²⁵ 同上 第 6 章より

文は 2000 年代の数値を元に評価値が推定されており、2020 年以降の発電量を推計している本研究にはそぐわないと考えられる。以上により、第一の方法を採用する。

「総合エネルギー統計」のエネルギー起源炭素表には、エネルギー転換によって排出された炭素が炭素換算表記 (t-C) で示されている。分析にあたっては、炭素の原子量 12.011、酸素の原子量 15.999 から、 $1.00\text{t-C} = 3.66\text{t-CO}_2$ として換算した値を用いる。

2018 年の統計表によると、火力発電に伴う CO₂ 排出量は以下の通り。

表 6.2 CO₂ 排出量(単位: 1000t-C)

電力寄与間接排出配分	
事業用発電	113,027.1
自家用発電	12,577.4
Total	125,604.5
CO ₂ 換算(×3.66)	459,712.47

出所:筆者作成

6.2.2 CO₂ 排出係数

火力発電における発電量 1000kWh あたりの CO₂ 排出量を CO₂ 排出係数と定義する。また、データの最新年度である 2018 年から分析対象期間が終了する 2030 年まで、火力発電分野で大規模な技術革新が起こらず、排出係数は一定と仮定する。

以上から、本分析で用いる排出係数を以下のように算出する。

$$\text{排出係数 (t-CO}_2\text{/1000kWh)} = \text{2018 年のCO}_2\text{排出量} \div \text{2018 年の火力発電量}$$

以上によって得られた排出係数は 0.633 であり、これは発電時の単位発電量あたりの CO₂ 排出量 (t-CO₂/1000kWh) を表している。

6.2.3 CO₂ 排出費用

本分析における CO₂ 排出価格は、国土交通省が作成した「公共事業評価の費用便益分析に関する技術指針 (共通篇)²⁶」における「環境質の価値²⁷」計測方法に従って行う。当該指針によると、CO₂ の貨幣価値原単位の計測方法には①被害費用に基づく方法、②対策費用に基づく方法、③排出権取引価格を用いる方法、の三種類がある。その上で、②に関しては政策的に決定される削減目標や技術革新等の影響を受けやすく、③に関しては我が国における取引市場は未成熟であるという理由で、①の被害費用に基づく方法によって算定

²⁶ 作成は平成 21 年度だが、その後改正されていないため本分析の基準値として採用した。

²⁷ 第 2 章第 5 項 (3)

された「10600 円/t-C」を公共事業の事業評価に適用する CO₂ の排出費用として推奨している。

本分析においては、前述の原子量を用いた換算を用いて「10600 円/t-C」を「2896 円/t-CO₂」としたものを CO₂ 排出費用として用いる事とする。

6.2.4 CO₂ 排出費用の推定

排出係数と排出費用を用いて、各年度の CO₂ 排出にかかる社会的費用を求め、対象期間の 10 年間で累計した結果は以下の通りである。

$$\text{各年度のCO}_2\text{排出費用} = \text{各年度の火力発電の発電量} \times \text{排出係数} \times \text{排出費用}$$

表 6.3 CO₂ 排出費用(単位:億円/t-CO₂)

	CO ₂ 排出費用
最悪ケース	11,677
最善ケース	12,100

出所:筆者作成

7. 推計結果

7.1 純便益の推計

以上の二つの便益と二つの費用の結果に基づいて、現在価値純便益を計算した。CO₂ 排出費用は代表値の 10600 円/t-C を用いる。結果を以下の表 7.1 に示す。

表 7.1 純便益の結果(単位:10 億円)

ケース	最悪	最善
便益		
消費者余剰増加による便益	388.31	476.54
非効率な再エネへの 買い取り廃止による便益	1,066.40	1,273.70
費用		
セキュリティコスト	680.66	705.33
CO ₂ 排出費用	1,167.70	1,210.02
純現在価値	-393.65	-165.12
CBR	0.7870	0.9138

出所:筆者作成

FIT 制度の廃止による純便益が、最悪ケースにおいてマイナス 393.65 億円、最善ケース

においてマイナス 1651.2 億円であった。これは、二つの場合（最悪ケースと最善ケース）では、どちらもマイナスの純便益であるので、持続か廃止かの選択では、FIT 制度は存続すべきだという結論に至った。

7.2 感度分析

以上の 7.1 節で計算した純便益では、CO₂ の排出費用として代表値の 10600 円/t-C を用いて導出したものである。全体に占める CO₂ の排出費用が大きいため、CO₂ の排出費用に関する感度分析を行う。

以下は、CO₂ の排出費用を 0.5 倍、1 倍（代表値）、2 倍として感度分析を行った結果である。

表 7.2 CO₂ の排出費用による感度分析の結果(単位:10 億円)

ケース	5300 円/t-C (0.5 倍)	10600 円/t-C (代表値)	21200 円/t-C (2 倍)
最悪	190.20	-393.65	-1,561.34
最善	439.89	-165.12	-1,375.13

出所:筆者作成

以上の感度分析から、純便益の結果は CO₂ の排出費用に非常に敏感であることがわかる。

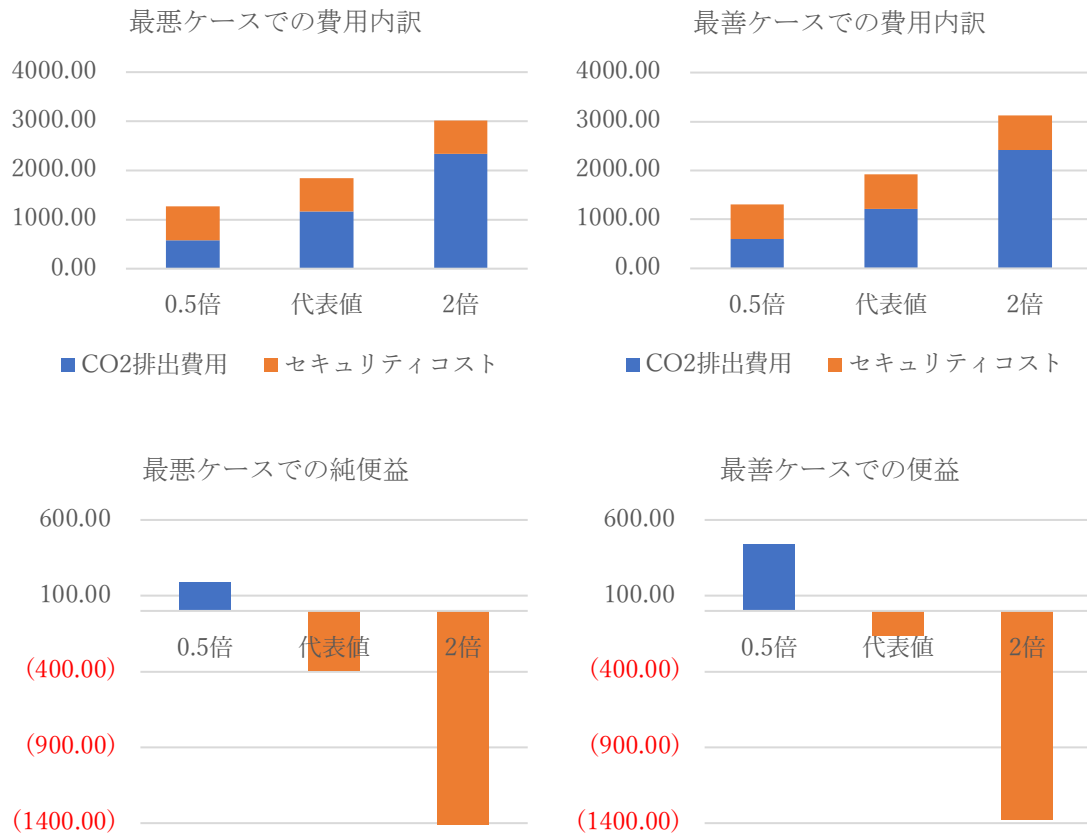
8. 考察

8.1 本分析の限界と今後の課題

本分析はいくつかの問題点を内包している。以下では、本分析の限界を指摘し、それを考慮に入れて、結果にどう影響するのかを考察する。

第一に、純便益分析の結果は、CO₂ 排出費用の値に大きく依存している。以下の図 8.1 では、CO₂ 排出費用による感度分析の費用内訳と純便益の結果を示している。どちらのケースでも、CO₂ 排出費用が全体の費用に占める割合が非常に大きいことが分かる。CO₂ 排出費用として代表値を使用する場合は、CO₂ 排出費用が総費用の 64% を占め、現在純便益がマイナスになる。CO₂ 排出費用として代表値の 0.5 倍の場合では、CO₂ 排出費用が総費用の 47% を占め、現在純便益が正になる。したがって、CO₂ の排出コストが分析に大きく関わってくる事が分かる。費用便益分析および政策提言において、CO₂ 排出費用が大きく影響を与えることを念頭に入れる必要があるだろう。

図 8.1 CO₂の排出費用による感度分析(単位:10 億円)



出所:筆者作成

第二に、本分析では、価格変動リスクを過去の状況に基づいて計算しているが、セキュリティコストにおける価格変動リスクは今後の国際背景の変化により大きく変わりうる。そのため、本分析の結果に影響を与える可能性がある。

第三の問題点は、技術革新が考慮できていない点である。仮に再エネ発電もしくはほかのエネルギー発電に関する大きな技術革新が起きた場合、FIT 制度に関する本分析の結果も変化すると思われる。例えば、火力発電において CO₂ の排出を抑えるような技術が開発された場合、火力発電を導入する社会的費用が減少するため、火力発電に移行するほうが望ましいと考えられる。

最後に、FIT 制度による賦課金（国民負担）総額の増大に関する改善案を分析の考慮に入れることができなかった。本分析が対象としたのはあくまで FIT 制度を廃止するべきかどうかである。

8.2 結論と政策提言

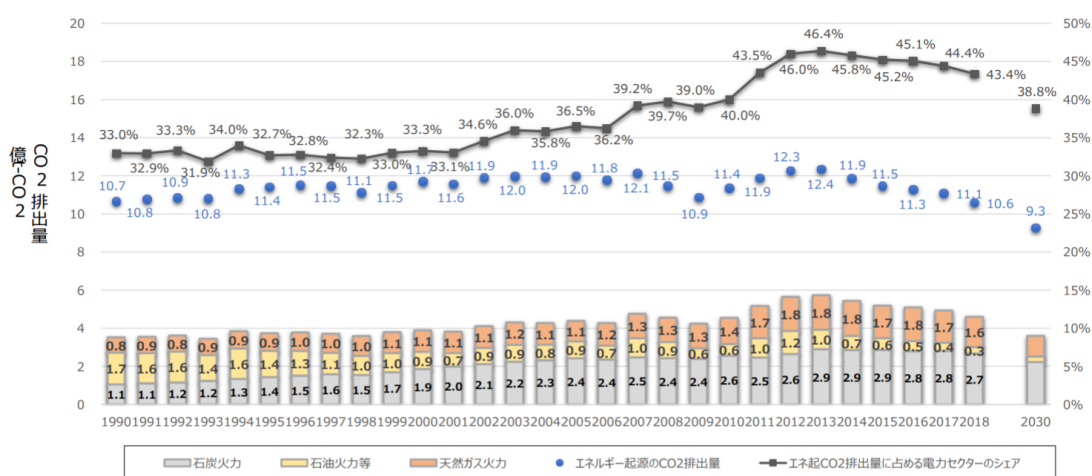
本分析の結果を見ると、国民負担が解消されないなどの問題が依然として残るものの、FIT 制度は廃止の選択肢よりも存続することが望ましい、という結論に至った。しかし本

分析の結果は、CO₂ 排出コストに大きく依存しているのみならず、国際情勢の変化による価格変動リスクや技術革新の進捗にも左右される。

本分析の結論を踏まえ、FIT 制度についての政策提言を以下で行う。

第一に、有効な CO₂ 排出削減手段を確立できれば、「FIT 制度の廃止」(with) が望ましいと考えられる。分析の結果、純便益がゼロになるためには、最悪ケースでは CO₂ 排出費用が代表値の 66.29%に、最善ケースでは CO₂ 排出費用が代表値の 86.35%にしなければならない。日本では、パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略を策定している。長期的なビジョンとして、21 世紀後半のできるだけ早い時期に「脱炭素社会」の実現を目指しており、火力発電由来の CO₂ 排出量を 2050 年までに現状から 80%削減することを目標としている。そのため、現在日本のエネルギー部門では、クリーンなガス利用へのシフト、非効率な石炭火力発電のフェードアウト（段階的な休廃止・稼働抑制）、CO₂ を回収して有効利用・貯留する技術である CCUS などの商用化や社会実装の見通しについて、着実に取り組んでいる。²⁸2013 年から、火力発電からの CO₂ 排出量は年々減少しており、今後もこのトレンドが続くと考えられる（図 8.2 参照）。

図 8.2 日本における火力発電からの CO₂ 排出量データ



出所：環境省「電気事業分野における地球温暖化対策の進捗状況の評価結果について」

そのほか、火力発電における CO₂ 削減手段として、炭素税を導入することで CO₂ 排出総量を抑える方法も考えられる。現在我が国では、炭素税が導入されておらず、依然として検討段階にある。炭素税導入による直接の CO₂ 削減効果として、炭素 1 トンあたり ¥6000 の炭素税を導入した場合、2010 年には日本全体で 700 万炭素トンの CO₂ 削減が期待できる。これは京都議定書の基準年である 1990 年の日本の温室効果ガスの排出量の少なくとも

²⁸ 環境省（2020）「電気事業分野における地球温暖化対策の進捗状況の評価結果について」

も2%に匹敵する²⁹。そして、徴収した税金もまたCO₂削減事業に使用できるため、更なる削減効果が期待できる。

第二に、FIT制度と同様の効果を得られる有効な代替策を導入できれば、「FIT制度の廃止」(with)の方が望ましいと考えられる。

早くからFIT制度が導入されていた他国の動向を調べてみると、いずれの国でもFIT制度による国民負担の増大という問題に直面し、現時点ではFIT制度を廃止している(表8.1参照)。例えばドイツでは、2017年にFIT制度を廃止し、前述したFIP制度を導入している。FIP制度では、市場原理で再エネ販売価格が下がり、再エネ事業者が過剰供給することがなくなり、需給バランスが改善されるため、再エネ事業者の利益も確保することができる。市場価格は需要と供給のバランスで変動するため、FITに比べて補助金を削減できるというメリットもある。³⁰現在、我が国でも、FIT制度からFIP制度への移行が議論されている。

今後、他国のケースを参考にしつつ、再エネ市場の活性化と国民負担の減少の両立に向け、新たな案を創出することが期待される。

表 8.1 他国におけるFIT制度の動向

	FIT制度	現制度	現制度の概要
ドイツ	2017年に廃止	FIP制度	フィード・イン・プレミアム
イギリス	2015年に終了方針 2019年に廃止	CfD制度	差金決済契約制度
スペイン	2013年に廃止	新制度	補助金なしの売電方式(直接市場で取引、もしくはPPA(Power Purchase Agreement))

出所:山家公雄(2019)「FITからFIPへ、再エネ新制度で何が変わる?」;UK Government, Feed-In Tariffs Scheme, Contracts for Difference (CfD) Stakeholder Bulletins; IEEJ(2019)「停滞していたスペインの太陽光発電部門が再び活性化」。

²⁹ 環境持続社会研究センター(JACSES)「温暖化防止のための環境税」

³⁰ エコイスト(2019)「FITはもう古い? 環境先進国ドイツで進むFIP導入とその可能性」

謝辞

本稿の執筆にあたり、担当教官である岩本康志教授には分析の設定から完成に至るまで多くの助言をいただいた。この場を借りて厚く御礼申し上げたい。

また、本稿にて示した分析結果や提言は全て筆者たちの個人の見解であり、所属する組織や担当教官の見解を示すものではない。また、本稿における謝りは全て筆者たちに帰するものである。

参考文献

- 沈中元（2003）「日本におけるエネルギー需要の所得と価格の短・長期弾性値の計測」第19回
エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集
- 土肥英幸, 杉村丈一（2017）「エネルギーセキュリティの費用化手法の検討」『日本エネルギー
学会誌』第97巻第2号, 23—30 ページ

参考資料

- 経済産業省（2020）「総合エネルギー統計の解説 2018年度改訂版」
https://www.enecho.meti.go.jp/appli/public_offer/2020/06/data/20200610_001_03.pdf, 2020年12月
21日閲覧
- 経済産業省（2018）「2030年エネルギーミックスへ向けた対応」
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/025/pdf/025_008.pdf,
2021年1月22日閲覧
- 経済産業省（2020）「電気料金の仕組みについて」
https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/fee/structure/pricing/, 2021年1
月22日閲覧
- 経済産業省（2016）「電力小売完全自由化」
https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/electricity_liberalization/, 2021
年1月22日閲覧
- 資源エネルギー庁「なっとく！再生可能エネルギー」
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/index.html, 2021年1月22日閲覧
- 資源エネルギー庁（2020）「2020-日本が抱えているエネルギー問題（前編）」
https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/energyissue2020_1.html, 2021年1月22日
閲覧
- 資源エネルギー庁（2019）「再生可能エネルギー政策の再構築に向けた当面の対応」
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/014_08_00.pdf, 2021年1月
22日閲覧
- 資源エネルギー庁「固定買取価格制度 情報公表用ウェブサイト」
<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>, 2021年1月22日閲覧
- 資源エネルギー庁（2020）「電力調査統計表 2019年度発電実績」
- 資源エネルギー庁（2015）「電力調査等統計表 2014年度発電実績」
- 国土交通省（2009）「公共事業評価の費用便益分析に関する技術指針（共通篇）」
<https://www.mlit.go.jp/tec/hyouka/public/090601/shishin/shishin090601.pdf>, 2021年1月22日閲覧
- 国土交通省（2018）「費用便益分析マニュアル」
https://www.mlit.go.jp/road/ir/hyouka/plcy/kijun/ben-eki_h30_2.pdf, 2021年1月22日閲覧

環境省（2020）「電気事業分野における地球温暖化対策の進捗状況の評価結果について」

<https://www.env.go.jp/press/108201.html>, 2021年1月22日閲覧

電力中央研究所（2016）「日本における発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量総合評価」

<https://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/download/FgR53rDRJI3veE9YD576z1TuRd3Ir6DU/Y06.pdf>, 2021年1月22日閲覧

エネ百科（2020）「原子力・エネルギー図面集」

<https://www.ene100.jp/zumen/1-2-9>, 2021年1月22日閲覧

山家公雄（2019）「FIT から FIP へ、再エネ新制度で何が変わる？」

<https://project.nikkeibp.co.jp/energy/atcl/19/feature/00007/00013/>, 2021年1月22日閲覧

UK Government, Feed-In Tariffs Scheme, Contracts for Difference (CfD) Stakeholder Bulletins,

<https://www.gov.uk/government/groups/contracts-for-difference-cfd-scheme>, 2021年1月22日閲覧

IEEJ（2019）「停滞していたスペインの太陽光発電部門が再び活性化」

<https://eneken.ieej.or.jp/data/8552.pdf>, 2021年1月22日閲覧

環境持続社会研究センター（JACSES）「温暖化防止のための環境税」

http://www.jacsces.org/paco/carbon/whatis_carbontax.html, 2021年1月22日閲覧

エコイスト（2019）「FIT はもう古い？ 環境先進国ドイツで進む FIP 導入とその可能性」

<https://www.ecoist.life/column/217>, 2021年1月22日閲覧

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会長期エネルギー受給見通し小委員会発電コスト検証ワーキンググループ(2015)「長期エネルギー受給見通し小委員会に対する発電コストなどの検証に関する報告(案)」2015年5月11日