

太陽光発電・風力発電の大量導入による 固定価格買取制度（FIT）の賦課金見通し

朝野賢司*

電力中央研究所 社会経済研究所

2015年2月17日

要約：

本稿では、今後の買取価格や買取見込み量の想定を置いた上で、再エネ比率と賦課金単価・年間賦課金額の推移・累積賦課金額を以下のケースについて試算した。具体的には、FIT の設備認定が 2014 年度で終了する「FIT 廃止ケース（太陽光発電（PV）の接続可能量が設定された電力各社では、これを超過した導入は行われぬ。接続可能量が未設定の中三社では、2013 年度に各社エリアで認定されたのと同じ量が 2014 年度にも認定・導入される。その他再エネは 2014 年 10 月末時点の認定実績まで導入される）」と、「最大ケース（PV は 2030 年時点で累積導入量 1 億 4000 万 kW に、風力は同 1140 万 kW に到達する。その他再エネは、2014 年度と 2015 年度は 2013 年度実績と同量が導入される）」である。

第 1 の結論として、再エネ比率は、廃止ケースで 20.6%、最大ケースで 29.8%である。2014 年 4 月に閣議決定された『エネルギー基本計画』の再エネ水準と比較すると、前者はほぼ同程度、後者は大幅に上回る。

第 2 に、ピーク時の年間賦課金額・同賦課金単価、および累積賦課金額は、前者で 2023 年度に 2.6 兆円（2.96 円/kWh）、累積 53 兆円、後者で 2032 年度に 4.1 兆円（4.72 円/kWh）、累積 84.8 兆円である。前者では、2020 年代前半にピークを迎え、この水準の年間賦課金額が約 10 年間継続する。前述のとおり、前者は、FIT が 2014 年度で廃止されるという極端な想定をしているが、その場合ですら、今後の賦課金額は莫大なものとなる。

我が国は、FIT 先行国が直面した PV バブルという失敗に学ばず、導入上限等の対策が未だに取られていない。その結果、2020 年度頃には年間 2 兆円を超え、ドイツ（2012 年実績 2.2 兆円）に匹敵する世界最大規模の賦課金負担が生じうる。既に PV の設備認定は莫大であるため、賦課金を抑制する方策は限られるが、上限や入札等の実施により、少ない費用で、出来るだけ多くの再エネ供給を得る、効率性の観点に立ち返ることが重要である。

免責事項

本ディスカッションペーパー中、意見にかかる部分は筆者のものであり、電力中央研究所又はその他機関の見解を示すものではない。

Disclaimer

The views expressed in this paper are solely those of the author(s), and do not necessarily reflect the views of CRIEPI or other organizations.

* Corresponding author. E-mail: k-asano@criepi.denken.or.jp

■ この論文は、<http://criepi.denken.or.jp/jp/serc/discussion/index.html> からダウンロードできます。

1. はじめに

「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（平成23年法律第108号・以下“FIT法”）に基づく、固定価格買取制度（Feed-in Tariff・以下“FIT”）が、2012年7月から実施され、2年半が経過した。2015年2月3日に開催された総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会（以下“新エネ小委”）（第9回）において、現行の導入ペースが継続する場合、太陽光発電（PV）の2030年時点の累積導入設備容量は、2014年10月末時点の導入量である1800万 kW の8倍にあたる1億4000万 kW に達することが示された[1]。また風力発電の累積設備容量については、事業者ヒアリング等をもとに今後の導入ペースを年間50万 kW とし、これが継続する場合、2030年時点で1050～1140万 kW になることが示された[2]。

仮に、これほどの規模の大量導入が FIT 等の普及政策によって実施されるのであれば、その政策目的は何なのか改めて問い直されることになる。国際エネルギー機関（IEA）による、温室効果ガス濃度を450ppm に抑えるシナリオでは、我が国の PV 導入量を「2030年に7100万 kW」としている[4]。つまり、前述の「1億4000万 kW」という値は、450ppm シナリオで必要とされる導入量の2倍であり、温暖化対策としては余りにも莫大な量である。一方、我が国の PV 買取価格は、欧州 FIT 先行国のそれと比較した場合、依然として2-3倍以上も割高である[5]。このため FIT 先行国で発生したように、想定していた PV 年間導入目標を大幅に超過して設置が進む「PV バブル」の発生が懸念される。例えば、PV の設備認定容量が2014年度以降も2013年度と同程度（接続可能量超過分を除いた約3500万 kW）であり続けた場合、2016年度には設備認定容量は早くも1億4000万 kW に到達してしまう。したがって、現行の FIT の枠組みが継続する場合、1億4000万 kW という値が認定されることは非現実的とは言えない状況にある。これが FIT 等の補助金によって実現されるのであれば、政策目的に照らした費用対効果が優れているのか否かを検討する必要がある。

もちろんこれは系統接続等の制約がまったくない場合を想定している。実際、2015年1月26日に施行された FIT 法施行規則（平成23年経済産業省令第46号）の一部改正では、10kW 以上の非住宅用 PV の設備認定が急増したことを受け、電力7社（北海道、東北、北陸、中国、四国、九州、沖縄）の管内では接続可能量が設定され、これを超過した分については年間30日の上限を超えて出力制御の対象となる等の省令改正が実施されている[3]。

本稿では、筆者による既報[5][6]にならい、接続可能量等を考慮した再生可能エネルギー（以下“再エネ”）の発電電力量比率と賦課金見通しについて推計する。賦課金の試算については、新エネ小委（第4回・2014年9月30日開催）において、2014年6月末時点で設備認定された再エネ電源が全て運開した際の賦課金額は、単年度で2兆7000億円を超えるとの試算が示されている[7]。しかし、その際は、賦課金額の経年推移と累積賦課金額について示されていなかった。そこで本稿では、[7]の計算諸元をベースとしつつ、これらについても明らかにする。

2. 計算諸元の整理

本章では、まず賦課金見通し算定の諸元を整理する（2.1節）。次に、2014年10月末時点における都道府県別の移行認定分・新規認定分¹データから、接続可能量を考慮した電力各社別の認定量を試算し（2.2節）、その上で、今後の再エネ導入について3つのケースを想定する（2.3節）。なお、賦課金の費用回収規定の詳細については、既報[5][6]でまとめている。

2.1 賦課金算定における諸元

2.1.1 賦課金の費用転嫁規定

FIT 法では、（1）各電気事業者は、それぞれの需要家に対し、使用電力量に比例した賦課金の支払を請求できる、（2）賦課金単価は、毎年度、当該年度の開始前に経済産業大臣（以下、経産大臣）が定めると規定している（第12条2項、第9条1項）。賦課金単価は、次式で算定される[7]

賦課金単価（円/kWh）

$$= \left[\left(\text{買取見込み額} - \text{回避可能費用} \right) + \text{費用負担調整機関の事務費見込み} \right] \div \text{見込み総需要電力量} \quad \text{(式1)}$$

FIT による再エネ発電量の買取と、費用回収の概要を図2.1に示す。FIT での買取対象となる再生可能エネルギー電源からの電力は、経産大臣が決定した買取価格で買い取られる（図2.1左）。費用回収規定の特徴は、以下の3点である（図2.1の該当箇所は、①②③として示している）。

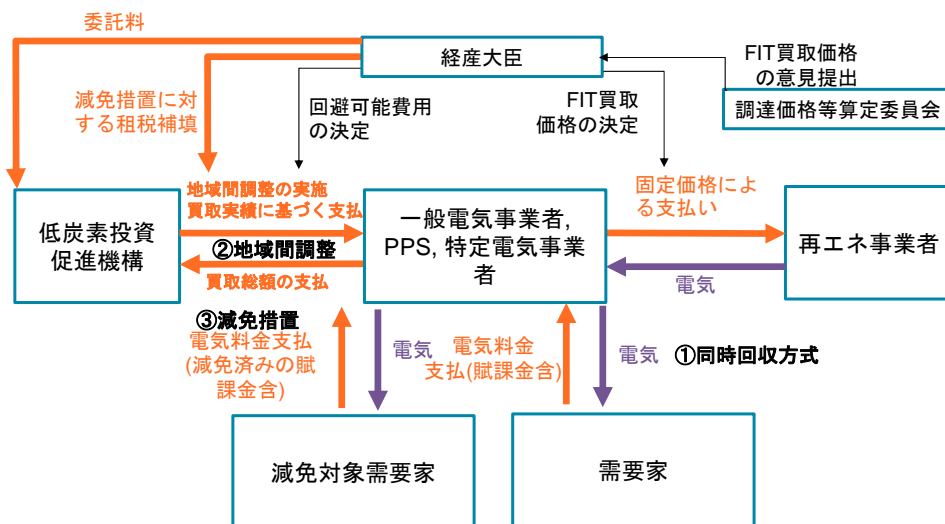


図2.1 FITによる再エネ発電量の買取と費用回収に関するフロー図

① 同時回収方式

FIT では、買取と同時並行的に回収を行う「同時回収方式」が採用されている。つまり、賦課金の単価は、当該年度の予測された買取総額から、当該年度における予測された回避可能費用

¹ 新規認定分とは、FIT 実施後に、FIT 対象電源として認定された再エネ発電設備である。移行認定分とは、FIT 実施前の、RPS や太陽光発電余剰電力購入制度の対象電源で、FIT 実施後に、FIT 対象電源に移行して認定された再エネ発電設備である。

を控除した上で、その値を前年度の実績総需要電力量で割ることで算定される。予測値と実績値の誤差は、翌々年度に精算するとしている。

② 地域間の負担調整

再エネ導入は地域間で差異が生じる可能性があるため、全国で賦課金単価が同一となるように地域間で調整を行う(第8条1項)。具体的には、電力会社が集めた賦課金の総額は費用負担調整機関(低炭素投資促進機構)が一旦回収し、実際の買取費用に応じ、同機関から各社に交付金として交付する。

③ 減免措置

以下の2つの要件を満たす事業所に対しては、事業者が支払う賦課金の8割が減免される。

(a) 売上高1000円当たりの電力使用量(原単位)が、製造業では平均値(0.7kWh/千円)の8倍を超える、非製造業では平均値(0.4kWh/千円)の14倍を超える事業を行う事業所であること。

(b) 年間の電気使用量が100万kWh以上であること。

減免分については、減免を受けない電気利用者の賦課金にしわ寄せが行かないよう、法律の規定により、予算措置を講じ、国の予算(エネルギー特別会計)により補填している。つまり、ドイツのFITのように、軽減対象とはならない需要家、特に家庭部門の最終需要家によって穴埋めする形式はとっていない。

2.1.2 本稿における賦課金試算の諸元

以上のFIT費用回収規定を踏まえて、本試算では、前述の賦課金算定式(式1)について、表2.1に示すような想定をおいた。「(2)回避可能費用単価」と「(4)見込み総需要電力量」に関しては、[7]と同様の前提とした。

表2.1 潜在的賦課金額算定の諸元

項目		本試算での設定
(1)買取見込み額	FIT買取量(kWh)×買取価格(円/kWh)	<ul style="list-style-type: none"> ・FIT買取量:各電源の今後の導入量について3つのケースを想定し、各電源の設備利用率を考慮して算出。 ・買取価格(税抜き、円/kWh): <ul style="list-style-type: none"> (a)新規認定分(2012年度～14年度)は実績値 (b)移行認定分の非住宅PV(30円)、同風力(17円)とする 15年度以降の新規分については、 (c)PVについては、毎年度、住宅用2円分、非住宅用4円分の買取価格を切り下げると想定。 (d)PV以外の再エネは2015年度以降も14年度と同じ
(2)回避可能費用総額	FIT買取量(kWh)×回避可能費用単価(円/kWh)	<ul style="list-style-type: none"> ・回避可能費用単価:2014年9月の加重平均値(2012・2013年度認定分:9.66円/kWh、2014年度以降認定分:11.88円/kWh)
(3)費用負担調整機関の事務費見込	2014年度賦課金算定時は2.7億円	本試算では考慮しない
(4)見込み総需要電力量	本来は、前年度の需要電力量実績を使用	本試算では、2014年度賦課金算定時の値(8,670億kWh)を使用

「(1) 買取見込み額」については、各再エネ電源の買取量は、次節以降で述べる5つのケースに基づいた導入量を想定した上で、各電源の設備利用率をもとに算出した。また、各再エネ電源の買取価格は、次の想定をおいた。

(a) 新規認定分(2012年度～2014年度)は、実績値を用いる。

(b) 移行認定分の買取価格は、住宅 PV は新規認定分の2012年度実績値と同じ42円/kWh とし、非住宅 PV と風力発電は個別に異なり、詳細が不明であるので、それぞれ30円/kWh と17円/kWh とする。

また、2015年度以降の新規分の買取価格については、未決定であるため、

(c) PV については、毎年度、住宅用2円分、非住宅用4円分の買取価格を切り下げると想定。つまり、2015年度から2019年度までの買取価格は、住宅用が35円/kWh、33円/kWh、31円/kWh、29円/kWh、27円/kWh とし、同様に非住宅は28円/kWh、24円/kWh、20円/kWh、16円/kWh、12円/kWh とする。

(d) PV 以外の再エネは、2015年度以降も2014年度と同じ買取価格とする。

2.2 接続可能量を考慮した PV の新規認定量

FIT 情報公開用ホームページでは、都道府県別・市町村別に移行認定分・新規認定分の認定量と新規導入量のデータが公開されている[8]。接続可能量を考慮し(表2.2)、同ウェブサイトで開催されている2014年10月末時点の都道府県別データを、電力会社のエリア別に想定し、接続可能量が設定された7社[3]については、この超過分を除外した新規認定分を算出した(表2.3)。なお、都道府県と電力会社の供給区域は若干異なるため、脚注²に示すような想定をおいた。

²本試算で用いた電力会社別エリアと都道府県の分類は下記

北海道：北海道

東北：青森県、岩手県、宮城県、秋田県、山形県、福島県、新潟県

東京：茨城県、栃木県、群馬県、埼玉県、千葉県、東京都、神奈川県、山梨県

中部：長野県、岐阜県、静岡県、愛知県、三重県

北陸：富山県、石川県、福井県

関西：滋賀県、京都府、大阪府、兵庫県、奈良県、和歌山県

中国：鳥取県、島根県、岡山県、広島県、山口県

四国：徳島県、香川県、愛媛県、高知県

九州：福岡県、佐賀県、長崎県、熊本県、大分県、宮崎県、鹿児島県

沖縄：沖縄県

表2.2 電力各社の接続可能量と接続申込量

	太陽光発電				(参考)
	①現行ルールにおける接続可能量	②承諾済・承諾必要案件の申込量	③全接続申込量(11月末)	④認定量(10月末)	⑤風力発電接続可能量
北海道電力	117万kW	251万kW*3	251万kW	287万kW	56万kW
東北電力	552万kW	584万kW*2	619万kW	1,076万kW	200万kW
四国電力	219万kW	211万kW	219万kW	250万kW	60万kW
九州電力	817万kW	815万kW	1,322万kW	1,776万kW	100万kW
沖縄電力	35.6万kW	31万kW	33万kW	57万kW	2.5万kW
北陸電力	70万kW*3	63万kW	63万kW	98万kW	45万kW
中国電力	558万kW	429万kW	429万kW	532万kW	100万kW
合計	2,369万kW	2,384万kW	2,936万kW	4,076万kW	564万kW

出所:[12]

表2.3 接続可能量を考慮した電力会社別にみたPVの移行認定容量と新規認定容量

認定容量(接続可能量考慮,万kW)	移行認定分			2012年度単年新規認定分			2013年度単年新規認定分			2014年度単年(14年10月末時点)			新規+移行認定容量		
	住宅用	非住宅用	小計	住宅用	非住宅用	小計	住宅用	非住宅用	小計	住宅用	非住宅用	小計	住宅用	非住宅用	計
北海道	6.7	0.93	7.59	2.4	107	109	0	0	0	0	0	0	9	108	117
東北*	28.3	1.33	29.59	10.2	216.6	226.8	10.8	316.8	328	0	0	0	49	535	584
東京	116.9	5.97	122.91	36.6	208.3	244.9	39.8	1,399.0	1,439	16.2	26.4	43	210	1,640	1,849
中部	95.5	5.98	101.48	25.4	21.3	46.7	26.5	718.3	745	10.5	41.5	52	158	787	945
北陸	7.5	0.28	7.76	1.9	21.3	23.2	1.9	37.1	39	0	0	0	11	59	70
関西	61.1	3.59	64.66	19.4	154.5	173.9	18.2	284.9	303	8.5	12.6	21.1	107	456	563
中国**	43.0	1.98	44.96	10.8	169	179.8	9.7	287.5	297	3.7	31.2	34.8	67	490	557
四国	21.6	1.36	23.01	5.2	75.5	80.7	5.4	109.9	115	0	0	0	32	187	219
九州	81.7	4.16	85.90	20.6	460.1	480.7	19.1	231.3	250	0	0	0	121	696	817
沖縄	5.9	0.31	6.19	1.6	20.5	22.1	1.0	6.3	7	0	0	0	8	27	36
全国	468.1	25.9	494.0	134.1	1,454.1	1,588.2	132.4	3,391.1	3,523.5	38.9	111.6	150.5	773.5	4,982.8	5,756.3

黄色で示した部分が接続可能量の超過分を除外した認定量

*東北電力管内は、接続可能量ではなく、受け入れ方針である584万kWを用いた。

**中国電力は接続可能量を558万kWと設定したが、14年10月末時点の認定では超過していない。

2.3 今後の再エネ導入に関する想定

今後の再エネ導入に関しては、次の5ケース(主要3ケースに、感度分析2ケースの計5ケース)を想定した(表2.3)。

① 接続可能量ケース:

PV 導入量は、2014年10月時点の実績値をもとに、移行認定分と新規認定分が接続可能量まで到達した電力会社は、それ以降超過分は導入されないと想定した。一方、接続可能量が未達、または未設定の中三社は、2014年10月末時点の認定実績まで導入されると想定した。

その他の再エネ電源については、2014年10月末時点の認定実績まで導入されると想定した。

② 13年度同等ケース:

「接続可能量ケース」と同様に接続可能量を考慮し、他の再エネの導入想定も同じとした。

「接続可能量ケース」との違いは、PV の接続可能量が未設定である中三社については、2014年度には、2013年度に各社に認定された同量が認定され、今後導入されると想定した点である。

③ 13年度同等_風力ケース:

「②13年度同等ケース」の感度分析として実施した。②ケースとの違いは、風力の接続可能量

を設定した電力7社[12]に、2014年度と2015年度に接続可能量までの認定、あるいは接続契約³が実施されると想定した。

③ 最大ケース：

第9回新エネ小委で示された値[1]に従い、2030年時点での累積導入量を PV は1億4000万 kW、風力は1140万 kW と想定した。その他の再エネ電源は、2014年度と2015年度は2013年度実績と同量が認定、導入されるとした。

③'最大_契約ケース：

「③最大ケース」の感度分析として実施した。③ケースとの違いは、2015年度から FIT 買取価格が契約時点の適用に変更されたこと[3]を考慮し、2015～2018年度の買取価格が適用される設備容量を非住宅用 PV は1000万 kW⁴、2019年度は同208万 kW([1]で示された2030年度累積1億4000万 kW から逆算)と想定した。また、住宅用 PV は2013年度実績の新規認定量(132.4万 kW)が、2019年度まで継続すると想定した。

なお、導入ペースに関しては、2013年度までは導入実績を用いた。2014年度以降に関しては、PV と風力発電の年間導入量の上限は、[1][2]をもとに、PV の年間導入量は住宅用110万 kW と非住宅用660万 kW、風力発電は50万 kW を超えないと想定した。

また再エネ比率を求める際に、住宅用 PV の自家消費分は再エネ比率にカウントすること（賦課金試算では自家消費分を除いた逆潮分のみで計算）とし、2030年の電力需要を従来のエネルギー基本計画と同水準（1兆190億 kWh）として試算した。

表2.3 本試算での再エネ導入の5ケース

	①接続可能量ケース	②13年度同等ケース	②'13年度 風力ケース	③最大ケース	③'最大_契約ケース
(1)PV新規認定分	・東京・中部・関西は2014年10月末時点の新規認定分まで、その他7社については接続可能量を考慮。	・東京・中部・関西は2014年度は前年度(13年度)と同量の認定が行われると想定。その他7社については接続可能量を考慮。		・新エネ小委(第9回)[1]に基づき、現行の導入ペースが継続し、2030年に累積導入量1億4000万kWに到達すると想定。 ・14年度・15年度は13年度実績と同量の認定・契約が行われる。 ・2016年度は非住宅用PVが1346.3万kW契約されると想定(140GWから逆算)	・③ケースとの違い:15年度からFIT買取価格が契約時点の適用に変更されたこと[3]を考慮し、15～18年度買取価格が適用される設備容量を非住宅用1000万kW、同19年度208万kW(140GWから逆算)と想定 ・住宅用は13年度実績認定量が19年度まで継続。
PV年間導入上限	・2013年度までは導入実績を用いた。 ・2014年度以降は、年間住宅用110万kW、非住宅用660万kWを超えないと想定した。				
PV設備利用率	・住宅12%、非住宅14%				
住宅用PVの逆潮率	・60%として賦課金額を算定。ただし、再エネ比率を求めるときは、自家消費分も国内の再エネ比率とカウントできることから、逆潮率を考慮していない。				
(2)風力新規認定分	・2014年10月末時点の新規認定分まで導入。		・①&②ケースとの違い:14年度と15年度に接続可能量を設定した7社に、接続可能量までの認定・契約が実施されると想定。	・新エネ小委(第9回)[2]に基づき、現行の導入ペースが継続し、2030年に累積導入量1140万kWに到達すると想定。 ・14年度認定は10月末時点の実績値、15年度&16年度の新規契約は計747万kW。	
風力年間導入上限	・2013年度までは導入実績を用いた。 ・2014年度以降は、年間50万kWを超えないと想定した。				
(3)その他再エネ	・2013年度までは導入実績を用いた。 ・2014年10月末時点の新規認定分まで導入。			・14年度・15年度は13年度実績と同量の認定・契約が行われる。	

³ 2015年度から、FIT 買取価格の適用時点は、従来の設備認定時点から、電力会社との接続契約時点に変更される[3][12]。

⁴ FIT 買取価格の適用時期は、認定時点、契約時点、運転開始時点の3段階が考えられる。非住宅用 PV の年間最大設置可能容量（660万 kW）が運転開始時点にした場合の年間最大導入量と思われることから、これを上回り、これまでの認定時点での年間新規認定容量を下回る数値（例えば、2013年度の非住宅用 PV の新規認定容量は約3390万 kW（接続可能量を考慮））となることから、本稿では1000万 kW とした。

3 試算結果

3.1 再エネ比率

本稿での5ケースにおける再エネ比率は、2030年時点で、①接続可能量ケースが18.3%、②13年度同等ケースが20.6%、②'13年度_風力ケースが21.1%、③最大ケースと③'最大_契約ケースがともに29.8%となる。

2014年4月11日に閣議決定された『エネルギー基本計画』では、再エネ比率を「これまでのエネルギー基本計画を踏まえて示した水準を更に上回る水準の導入」とすると明記している[9]が、これは「2140億 kWh=21%」とされている[7]。したがって、①接続可能量ケースでこれを若干下回る水準であり、②13年度同等ケースと、中三社を除く電力会社において風力発電が接続可能量まで導入される②'13年度_風力ケースでは、ほぼ同等の水準と言える。そして、第9回新エネ小委で示された2030年時点での累積導入量が PV1億4000万 kW と風力1140万 kW [1][2]に達するケース（③最大ケースと③'最大_契約ケース）では、この水準を大きく上回る状況になる。

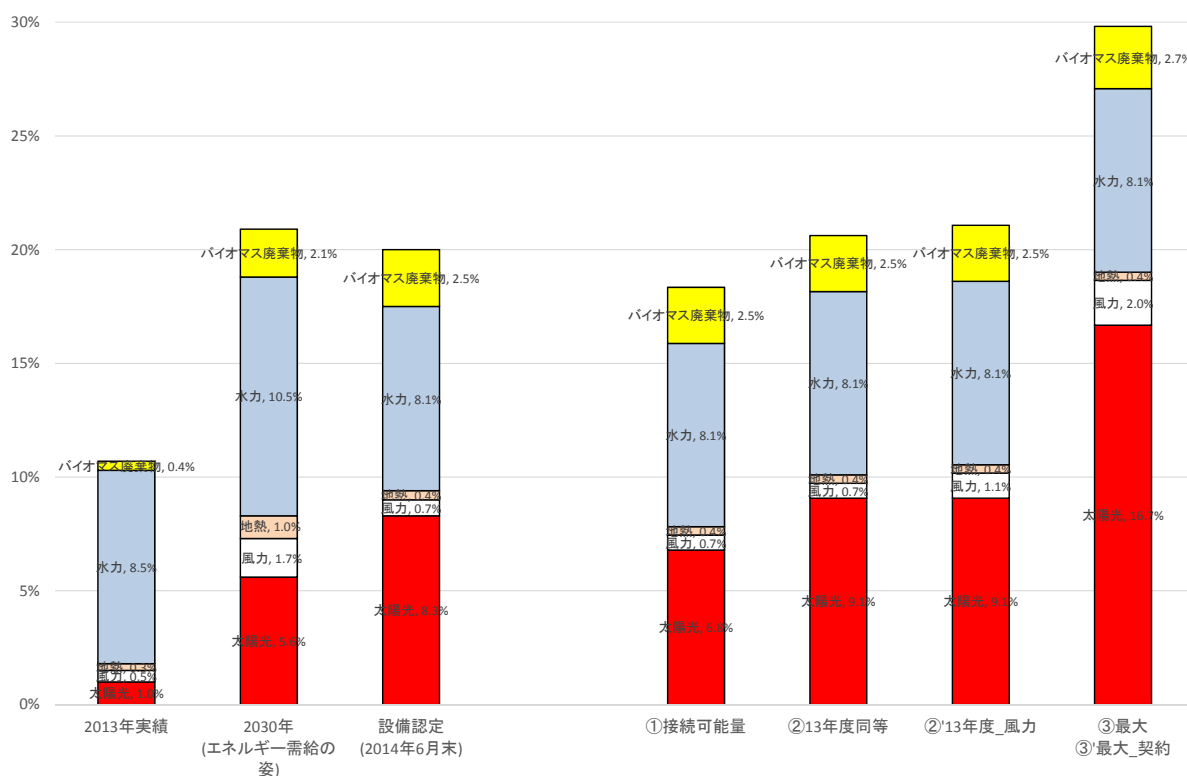


図3.1 再エネ電源比率の比較

出所: 左側3つの棒グラフは[7]をもとに作成。右側4つのグラフは本試算が想定した5ケース

3.2 今後の賦課金見通し

本試算の主要3ケースにおける年間賦課金額とその経年推移を求めた(図3.2)。年間賦課金額とそれがピークを迎える年度は、①接続可能量ケースが2.2兆円(2019~2020年度)、②13年度同等ケースが2.6兆円(2023年度)、③最大ケースが4.1兆円(2032年度)である。①接続可能量

ケースと②13年度同等ケースでは、2020年代前半にピークを迎え、その後若干賦課金額が低下するものの、約10年間にわたり同程度の水準が継続する。これは住宅用 PV の買取期間が10年間であるため、買取終了により、年間賦課金額が低下する一方、賦課金額の内訳の大半を占め、買取期間が20年間と長い非住宅用 PV の導入が継続されることによる。

また、累積賦課金額（2012年度～2050年度）は、①接続可能量ケースで42.6兆円、②13年度同等ケースで53兆円、③最大ケースで84.8兆円となる。

なお、年間賦課金額がピークを迎えた後、低減しているのは、本試算では、ある年度以降の新規買取を停止していることによる（①と②は14年度、③は16年度までで停止）。したがって、実際の年間賦課金額は、新規買取の継続や、買取期間終了後の設備更新時の FIT 買取価格の再適用等によって、低減しない可能性もある。

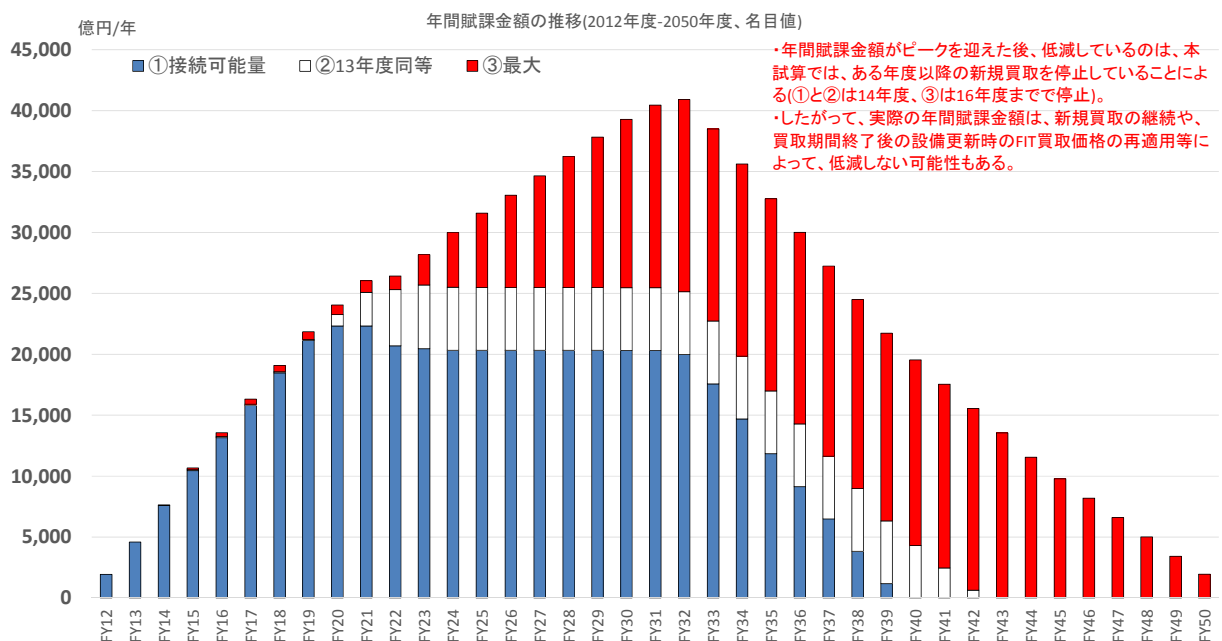


図3.2 本試算3ケース別にみた年間賦課金額の推移（2012年度～2050年度）

次に、感度分析として実施した2ケースの年間賦課金額とその推移を図3.3に示す。②と②'13年度_風力ケースを比較すると、年間賦課金額で見ると最大514億円（2021年度）、累積賦課金額では約1兆円、②'は②に比べて大きい。同様に、③と③'最大_契約ケースを比較する、年間賦課金額で見ると最大4044億円（2032年度）、累積賦課金額では約7.4兆円、③は③'に比べて大きい。前述（図3.1）したように、再エネ発電比率は、②'は②に比べて0.5%大きい（風力発電が電力7社において接続可能量で導入されるため）。他方で、③と③'では再エネ比率自体は同量だが、FIT 買取価格の適用時期が、③は従来の認定時点を、③'は接続契約時点を模擬している。年間・累積の賦課金額が、③は③'に比べてかなり大きく、こうした制度設計の変更が賦課金額に与える影響が大きいことが示されている。

さらに、5ケースにおける賦課金単価は、ピーク年度において、①接続可能量ケースが2.57円/kWh（2020年度）、②13年度同等ケースが2.96円/kWh（2023年度）、②'13年度_風力ケースが3.02円/kWh（2023年度）、③最大ケースが4.72円/kWh（2032年度）、③'最大_契約ケースが4.28円/kWh（2031年度）となる（図3.3）。

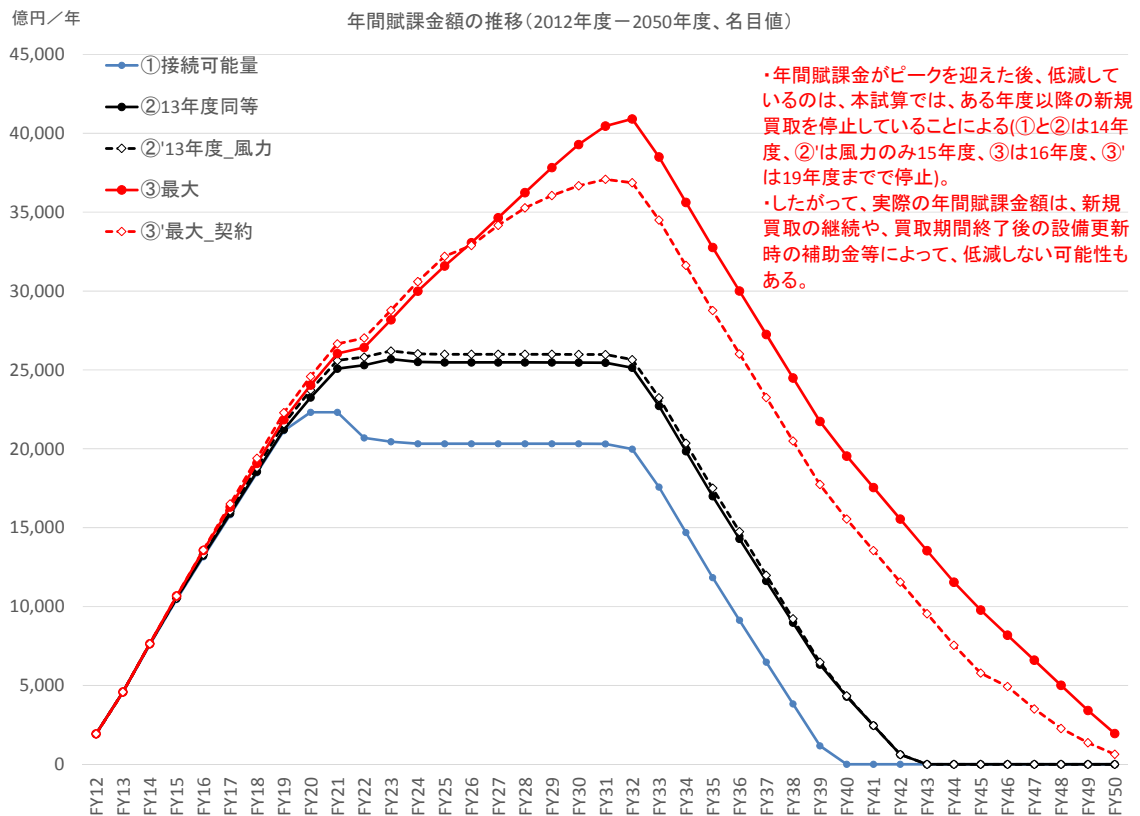


図3.3 本試算5ケース別にみた年間賦課金額の推移(2012年度～2050年度)

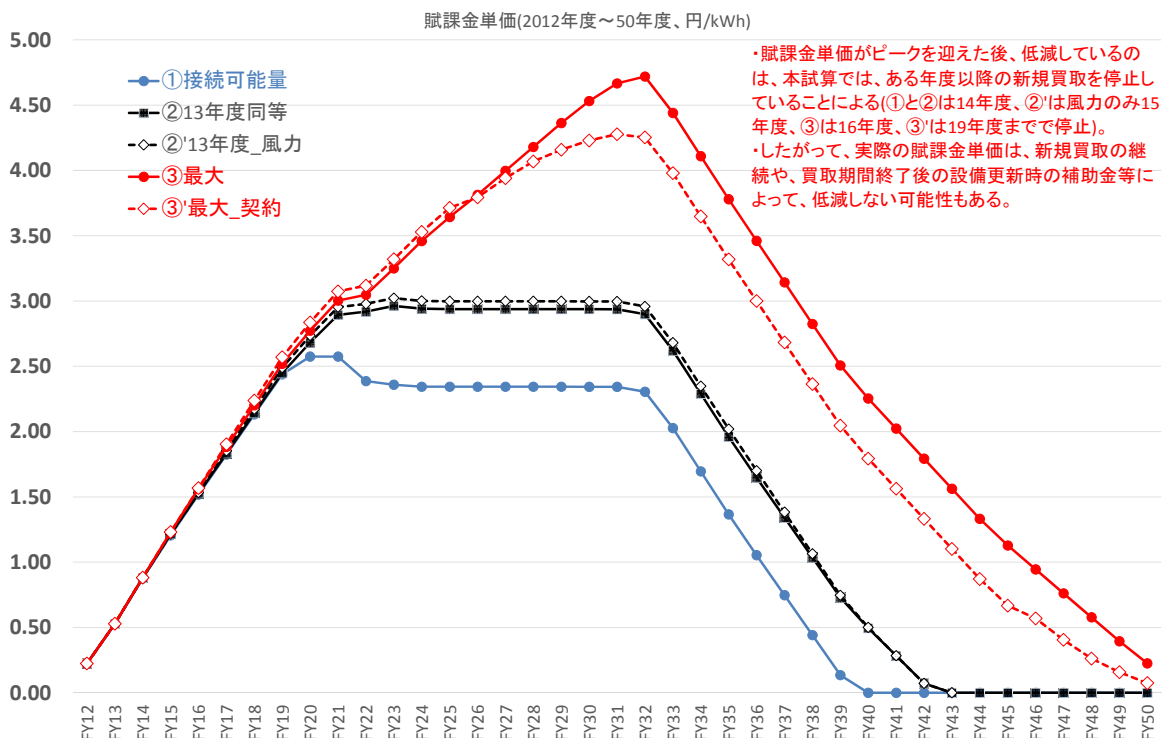


図3.4 本試算5ケース別にみた賦課金単価の推移(2012年度～2050年度)

図3.3と図3.4において、2016年度～25年度に、③' 最大_契約ケースが③最大ケースを上回っているのは、前者は2019年度まで住宅用PVが認定・接続契約が継続するのに対して、後者は2015年度までで新規の認定・契約が行われないことによる。また③' ケースは、買取期間が10年間と短い住宅用PVが多いため、③ケースに比べて、賦課金のピーク年度も早い。

3.3 再エネ電源別の賦課金額：補助単価を悪化させる PV への偏重

FIT 買取対象電源別にみた累積賦課金額の比率を求めると、いずれのケースに於いても非住宅用 PV は87%以上を占めており、住宅用 PV の2~4%と合わせると、90%を超過することが分かった（図3.5）。我が国の FIT は、PV の買取に偏っていることがわかる。

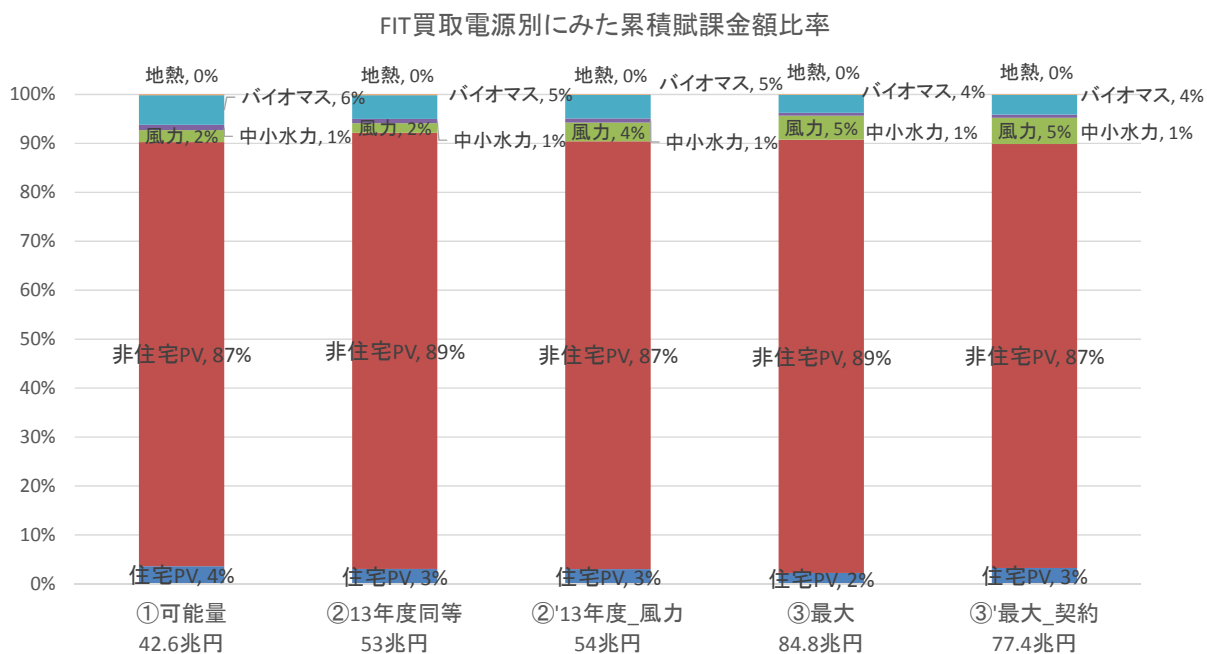


図3.5 FIT 買取電源別にみた累積賦課金額の比率

また、PV に対する買取が偏重していることで、再エネ普及政策としての費用対効果は悪化している。表3.1は、文献[13]に基づく欧州諸国における賦課金等の再エネ補助金（2012年実績）と、我が国の2014年度実績を比較している。まず、再エネに対する年間補助金額（FIT や RPS 等による買取総額から回避可能費用分を減じた額）をみると、我が国の6523億円は、ドイツ（2.2兆円）、イタリア（1.3兆円）、スペイン（8323億円）に次いで大きいことが分かる。イタリアとスペインは PV の新規買取を停止しているため[6]、我が国が両国の年間補助金額を上回るのは時間の問題である。また、我が国の補助単価（年間補助金額を再エネ発電量で除した額）は、27.3円/kWhであるが、これは、イタリア（4.3円）、ドイツ（3.5円）、スペイン（2.8円）など欧州諸国と比較しても圧倒的に費用対効果が悪い。この値は、我が国が FIT 実施以前に導入していた RPS での補助単価5.8円/kWh[5]と比較しても、4倍以上に達している。もちろんこの補助単価は、より安価な買取価格での再エネが増加すること等によって改善していくこともあるが、我が国の補助単価は今後も高い水準で推移することが予想される。本試算では、今後の補助単価について推計したところ、ほぼ全てのケースにおいて、2025年度まで補助単価は20円台後半で推移することが分かっている。再エネの中でも高コスト、かつ設備利用率の低い PV が過剰に導入されたことにより、賦課金だけでなく、補助単価の高止まりが生じている。

表3.1 日本と欧州諸国における賦課金等の再エネ補助金額の比較

	賦課金等の年間補助金額 (億円/年)*	補助単価 (円/kWh)*	補助対象の再エネ比率***
参考: 日本(FY14)**	6523	27.3	2.8%
ドイツ	21,989	3.5	18.2%
イタリア	12,940	4.3	17.8%
スペイン	8,323	2.8	22.9%
英国	3,703	1.0	9.7%
フランス	3,359	0.6	5.2%
ベルギー	2,012	2.4	11.6%
ギリシャ	1,573	2.6	10.5%
チェコ	1,712	2.0	6.6%
ポーランド	1,401	0.9	9.3%
ポルトガル	1,054	2.3	30.0%
オランダ	926	0.9	9.5%
デンマーク	767	2.5	55.9%
スウェーデン	668	0.4	12.9%
オーストリア	487	0.7	9.1%
ルーマニア	257	0.4	5.7%
ハンガリー	134	0.4	5.4%
アイルランド	76	0.3	15.0%
リトアニア	66	1.3	16.5%
フィンランド	63	0.1	3.2%
クロアチア	30	0.3	3.6%
エストニア	23	0.2	9.8%
ノルウェー	5	0.0	0.1%
欧州	61,567	1.8	12.6%

*為替レートは1ユーロ=135円

**日本の数値は2014年度実績値。欧州は2012年実績(文献[13])

***FIT等の補助対象の再エネ比率。例えば大規模水力等の対象外の再エネは含まれていない。

4. 結論

4.1 試算結果のまとめ

本稿では、今後の買取価格や買取見込み量について前提を置いた上で(第2章)、再エネ比率、賦課金単価、年間賦課金額の推移と累積賦課金額を試算した。具体的には、次の5つのケースを想定した。

- ① 接続可能量ケース：PVの移行認定分と新規認定分が接続可能量まで到達した電力各社のPV導入量は同量までで、超過分は導入されない。接続可能量が未達、または未設定の電力各社は、2014年10月末時点の認定実績まで導入される。その他の再エネは、2014年10月末時点の認定実績まで導入される。
- ② 13年度同等ケース：「接続可能量ケース」と同様に接続可能量を考慮し、他の再エネの導入想定も同じとする。（「接続可能量ケース」との違いは、PVの接続可能量が未設定である中三社は、2014年度に2013年度に各社に認定された同量が認定され、今後導入される点。）
- ②'13年度_風力ケース：②ケースの感度分析として実施。②との違いは、風力の接続可能量を設定した電力7社に、2014年度と2015年度に接続可能量までの認定・接続契約が実施されると想定した。
- ③ 最大ケース：PVは2030年時点で累積導入量1億4000万kWに、風力は同1140万kWに到達する。その他再エネは、14年度・15年度は13年度実績と同量が認定・導入される。
- ③'最大_契約ケース：③最大ケースの感度分析として実施。③との違いは、2015年度からFIT買取価格が契約時点の適用に変更されたこと[3]を考慮し、2015～2018年度の買取価格が適用される設備容量を非住宅用PVは1000万kW、2019年度は同208万kW([1]で示された

2030年度累積1億4000万kWから逆算)と想定した。また、住宅用PVは2013年度実績の新規認定量(132.4万kW)が、2019年度まで継続すると想定した。

再エネ比率と潜在的賦課金額(単価、年間、累積、2050年までの経年変化)は以下のように試算された。

第1に、5ケースでの再エネ比率は、①18.3%、②20.6%、②'21.1%、③と③'がともに29.8%である。『エネルギー基本計画』[9]に記載されている再エネ水準は、①はやや下回る水準、②と②'はほぼ同程度、③と③'は大幅に上回る水準である。

第2に、ピーク時の年間賦課金額と賦課金単価、累積賦課金額は、①で2020年度に2.23兆円(2.57円/kWh)、累積42.6兆円、②で2023年度に2.57兆円(2.96円/kWh)、累積53兆円、②'で2023年度に2.62兆円(3.02円/kWh)、累積54兆円、③で2032年度に4.1兆円(4.72円/kWh)、累積84.8兆円、③'で2031年度に3.69兆円(4.28円/kWh)、累積77.4兆円である。

4.2 賦課金試算を踏まえた3つの政策的含意

以上の賦課金見通しの試算を踏まえ、政策的含意は次の3つにまとめられる。

第1の含意は、今後の賦課金水準は高止まりする可能性が極めて高いことである。これは、PVの買取価格がFIT先行国に比較して2~3倍以上高く、FIT買取価格の適用が設備認定時点であったことにより[6]、再エネの中でも高コストかつ設備利用率の低いPVばかりが認定されたことによる。本試算で示した①と②のケースでは、2020年代前半にピークを迎えるが、この水準の年間賦課金額は約10年間継続する。両ケースは、今年度の新規認定分を超えて導入が進まない、つまりFITが2014年度末をもって廃止されることを想定しているが、その場合ですら、今後の賦課金額は莫大なものとなる。

もちろんこれら賦課金水準は、今後どの程度のPVが運転開始されるのかに依存するため、不確かさは残る。しかし、接続可能量を考慮した移行・新規認定量に対して、PVの設備認定量(2014年10月末時点)は既に約1600万kWも上回っており、今後の賦課金水準は、①と②のケースを下回することは考えにくい。これは、仮に接続可能量を設定した電力7社において、事業計画の断念等により、既認定分の導入が進まない事態が生じたとしても、前述の約1600万kWの認定分が繰り上がって導入されていくことが想定されるためである。したがって、①と②で示された賦課金水準は、今後の見通しとしては、ベースとなる最低限の水準と言えるだろう。

第2の含意は、FIT先行国のPVバブルという失敗の教訓を活かすことなく、FIT実施国としては世界最大規模の過ちを犯していることである。我が国の賦課金水準は2020年度頃には年間2兆円を超え、ドイツの2012年実績(表3.1、2.2兆円)に匹敵する。2014年度に2013年度と同程度の認定が行われた場合、2023年度には約2.6兆円に達しており、それを上回る水準に達する可能性が高い⁵。

既報[6]で示したように、FITの賦課金抑制には、PVが想定していた年間導入目標を大幅に超過する設置が進む「PVバブル」への対策が重要であり、欧州FIT先行国(ドイツ・イタリア・スペイン・フランス・英国)の全てで、(1)買取価格の大幅な切り下げ、(2)買取価格改定時期の高頻度化、(3)導入上限が実施されている。

特に重要なのは導入上限の設定である。ドイツでFITの運用を担っている連邦環境省(BMU)ですら、導入上限が実施されていれば、賦課金が高騰する等の「間違い(mistake)」が避けられていたと、導入上限を設定しなかったことを“mistake”として公式な場で言及している⁶[14]。実は、

⁵ もちろんこれは今後のドイツの買取価格と買取発電量に依存する(例えばドイツの2014年における年間賦課金額は約3.2兆円まで増加している)。ここで重要なことは、これほどの賦課金水準に達する国は、世界中で日本とドイツだけということである。

⁶ [14]では、FITによって再エネの普及やコストダウン等の効果があったとしており、FIT自体の正当性を主張する点は従来と変わらない。ただし、技術的に未成熟だったPVをFIT対象としたことで賦課金が高騰したことを認め、2014年の法改正で導入された上限があればmistakeは避けられたことを公式な場で言及している点では珍しいと思われる。

我が国の FIT 法においても、「効率的な供給を行う場合に通常要する費用」に「適正な利潤」を加えて買取価格を算出するとしながらも、「我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況（中略）その他の事情を勘案して定める（同法 3 条 2 項）」という規定が存在している。調達価格等算定委員会は今まで、導入量や目標に基づく買取価格は定められないという認識であったが、PV に偏重した導入が進む現状や、FIT 先行国の常識を考えると、この規定に基づき、導入上限の設定を検討すべきである。

第 3 の含意は、FIT の累積賦課金額がこのように莫大な規模であることを踏まえ、賦課金の中に含まれてしまっている、政策経費に該当する費用を再検討すべきということである。政策経費とは、「発電コストとして従来の試算の対象費用（資本費＋運転維持費＋燃料費）にカウントしてこなかった費目」の内、導入支援や技術開発といった、各種の政策の実施のために、主として税金の形で国民が負担をしている費用のことであり、民主党政権下のコスト等検証委員会にて提示された概念である。同委員会では、政策経費として把握されるべき費用は当該モデルプラントの総費用に含まれないものに限定されるべきであり、「導入支援に当たる政策経費は（総費用に含まれることから）発電コストに上乗せする対象からは除くべき」としていた[10]。

しかし、地球環境産業技術研究機構（RITE）による分析では、総費用に「適正な利潤」を加えて算定するとされてきた FIT 買取価格の実際は、明らかに「適正な利潤」を大きく超えるものとなっているとされる[11]。本試算が示したように賦課金の累積額は莫大な額になる。したがって、FIT 買取価格の利潤に該当する額、あるいは「適正な利潤」を超過する額については、総費用に含まれていない導入支援のための政策経費として、発電コスト試算に計上する必要がある。加えて、FIT 以外にも、バイオマス等に対する導入支援の設備投資補助金[15][16]や、技術開発補助金があり、これらについても政策経費としての計上を検討すべきだろう。

既に PV の莫大な設備認定が生じていることを踏まえると、賦課金を抑制する方策は限られている。しかし、政府が掲げる「再エネ最大限導入」とは、いくら高くても何でも買い取るという意味ではないはずである。出来るだけ少ない費用負担で、出来るだけ多くの再エネ供給を得る、効率性の観点に立ち返ることが肝要である。

参考文献

- [1] 経済産業省 資源エネルギー庁(2015a), 「太陽光発電の導入状況等について」(総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 第 9 回会合 平成 27 年 2 月 3 日, 資料 3) http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/009_03_00.pdf
- [2] 経済産業省 資源エネルギー庁(2015b), 「風力発電の導入状況等について」(総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 第 9 回会合 平成 27 年 2 月 3 日, 資料 4) 2015, http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/009_04_00.pdf
- [3] 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施行規則の一部を改正する省令（平成 27 年経済産業省令第 3 号）官報 平成 27 年 1 月 22 日 特別号外第 3 号 p.1-16
- [4] International Energy Agency(2014), “World Energy Outlook 2014”,
- [5] 朝野賢司(2013)「日本における再生可能エネルギー普及制度による追加費用及び買取総額の推計」、電力中央研究所報告 Y12034.

- [6]朝野賢司(2014)「我が国の固定価格買取制度に関する費用負担見通しとその抑制策の検討」、電力中央研究所報告 Y13031.
- [7] 経済産業省 資源エネルギー庁(2014), 「直近の認定量が全て運転開始した場合の賦課金等について」(総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 第4回会合 平成26年9月30日, 資料8) http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/004_08_00.pdf
- [8] 経済産業省 資源エネルギー庁, 「固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト」 http://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.html
- [9]日本政府, 『エネルギー基本計画』2014年4月11日, http://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/140411.pdf
- [10]国家戦略室 コスト等検証委員会(2011)「政策経費の扱いについて」(第5回・2011年11月25日開催・資料4(1)-1) http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111125/siry04_1-1.pdf
- [11] 地球環境産業技術研究機構(2014), 「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」 http://www.rite.or.jp/Japanese/lab0/sysken/about-global-warming/download-data/PowerGenerationCost_estimates_20141020.pdf
- [12] 経済産業省 資源エネルギー庁, 「再生可能エネルギー特別措置法施行規則の一部を改正する省令と関連告示を公布しました」 http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/150122_press.pdf
- [13] Council of European Energy Regulators (2015), Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013 http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab4/C14-SDE-44-03_Status%20Review%20on%20RES%20Support%20Schemes_15-Jan-2015.pdf
- [14] Poschmann, Andre(2013), German Renewable Energy Policy What can be learned from the German case? driver – mistakes – challenges, The International Renewable Energy Agency (IRENA) Workshop on Renewable Energy Policies <http://www.irena.org/DocumentDownloads/2013/January/Workshop/German%20Renewable%20Energy%20Policy%20-%20Andre%20Poschmann.pdf>
- [15] 朝野賢司(2013)「FITにおける木質バイオマス発電の買取価格に関する考察」、吉葉正行編著『バイオマス・廃棄物発電とエネルギー利用の有効性と課題』S&T出版社所収
- [16] WEDGE 編集部 (2013) 「未利用材バイオマス発電 補助金4重取り」 <http://wedge.ismedia.jp/articles/-/2520?page=1>

(URLへの最終アクセスはいずれも2015年2月9日)