

東日本大震災以降の再生可能エネルギー政策に対する考察

Consideration for the Renewable Energy Policy after the Great East Japan Earthquake

馬上丈司

MAGAMI Takeshi

論文要旨 東日本大震災と福島第一原子力発電所の原子力災害により、わが国のエネルギー政策は抜本的な見直しを迫られている。1973年の第一次オイルショック以降、脱石油とエネルギー源の多様化を進める中で、エネルギー供給における原子力発電の依存率を高めてきた。近年は、核燃料サイクルによる準国産エネルギーとしての安定供給と、化石燃料代替による温室効果ガス排出削減を謳い、2030年には電力供給の約50%を原子力発電で賄うという政策目標の下で、エネルギー政策が進められてきた。しかしながら、今回の災害により原子力に対する信頼性は消滅し、今後の導入拡大どころか運転中の原子炉が全停止することも現実味を帯びてきている。本論文では、今般の原子力災害がエネルギー政策に与える影響を検証するとともに、原子力発電及び化石燃料の再生可能エネルギーによる代替プランと、現行の再生可能エネルギー政策見直しの方向性を提示するものである。

1. オイルショック以来のエネルギー政策の転換期

1973年の第一次オイルショックは、エネルギー供給を石油資源に依存していたわが国のエネルギー政策の大きな転換点となった。その後の、わが国における石油代替エネルギー、そして化石燃料代替エネルギーへの転換という流れは、2011年3月11日に発生した東日本大震災と、一連の原子力災害によって再び大きな転換点を迎えた。近年のわが国のエネルギー政策は、需要側によるエネルギー効率の向上を図る省エネルギーの推進と、供給側による代替エネルギーとして石炭、天然ガスの利用拡大による化石燃料資源の分散化、そして原子力利用の拡大を中核としていた。しかし、原子力利用の拡大によるエネルギー供給確保という政策は、現在進行中の福島第一原子力発電所における深刻な放射能汚染事故と、他の国内の原子力発電所に対する安全性への疑念によって、全炉停止を含む抜本的な見直しを迫られている。

2009年8月に経済産業省が公表した、2030年時点のエネルギー需給に関する政策シナリオである「長期エネルギー需給見通し（再計算）」¹⁾では、2030年時点で原子力の割合を一次エネルギー供給で約20%（2009年時点は約10%）、電力供給で約50%（同25%）に倍増させるというシナリオを描いていた。これは、火力発電から原子力発電に移行することによって温室効果ガスを削減し、地球温暖化対策としつつ、核燃料サイクルの確立によってエネルギー資源の輸入依存率を下げる計画である。一方で、原子力とともに代替エネルギーと目されてきた再生可能エネルギーは、ダム式の大規模な水力発電を含めても、一次エネルギー供給で2030年時点に約12%（2009年時点で約6%）、電力供給でも約

¹⁾ 経済産業省（2009）長期エネルギー需給見通し（再計算）

20%（同約 10%）にとどまっていた。

従来のエネルギー政策ではエネルギー資源の輸入依存率の高さや、温室効果ガス削減という課題を解決するために、核燃料サイクルによる「準」国産エネルギーとして原子力利用を拡大し、これに対処しようとしてきた。一方で、「純」国産エネルギーである再生可能エネルギーの導入目標は、高コスト性や供給不安定を理由にして積極的な導入がなされてきたとは言えず、導入量は大きく伸びてこなかった。石油石炭税と電源開発促進税からなるエネルギー対策特別会計によって財源が担保され、政府による強力な後押しを受けて増設が進められてきた原子力発電に対し、再生可能エネルギーは発電利用の拡大に有効である固定価格買取制度の導入の遅れや、電力会社による買い上げ量の制限など、十分な導入促進策がとられてきていなかったのである。

今般の原子力災害により、エネルギー資源を安価に安定的に確保し、供給することのみならず、そのエネルギー利用が果たして安全なのかという点が注目を集めている。本論文では、再生可能エネルギーの導入拡大に向けて取るべき方策について、現行の政策・制度分析を含めて問題点を整理しつつ、今後とるべきエネルギー政策の方向性を提示する。

なお、本論文は 2011 年 7 月時点の情報によって書かれており、原子力災害及び原子力政策や再生可能エネルギー政策に関する情報や議論等は現在進行中の事象であるため、論文の執筆から掲載までの時間差を考慮すると、論文中で前提としている事象が今後短期間で大きく変化する可能性があることを付記しておく。

2. エネルギー供給構造の見直し

オイルショック以降、わが国のエネルギー政策が対処しなければならない一貫した課題は、石油・石炭・天然ガスといった国内で産出されない化石燃料資源への依存度の高さを解消し、エネルギー資源の安定供給を図ることにある。この背景について、今一度エネルギー供給構造から分析するとともに、今回の原子力災害がもたらす影響について考察する。

2.1 一次エネルギー供給

まず、電力や熱といったエネルギー利用形態に加工される前の、一次エネルギー供給におけるエネルギー資源の供給構造について分析する。図 2-1 は、政府「長期エネルギー需給見通し」における、2030 年までの一次エネルギー供給の推移をグラフ化したものである。²⁾

最も新しい「長期エネルギー需給見通し」は、2007 年に策定された同見通しについて、麻生政権が 2020 年時点で 2005 年比 15% の CO₂ 排出削減目標を打ち出したことで、再生可能エネルギーの導入量を上積みするなどして再計算したものである。この一次エネルギー供給の資源別構成を見ると、現在は化石燃料が約 84% を占めており、わが国がいかに化石燃料にエネルギー供給を依存しているのかが分かる。その後は、段階的に化石燃料の割合が減少していくものの、2030 年時点でも約 68% を化石燃料が占めている。すなわち、今から 20 年経過した後も、化石燃料依存からの脱却が大きく進むとは想定されてい

²⁾ 経済産業省（2009）長期エネルギー需給見通し（再計算）

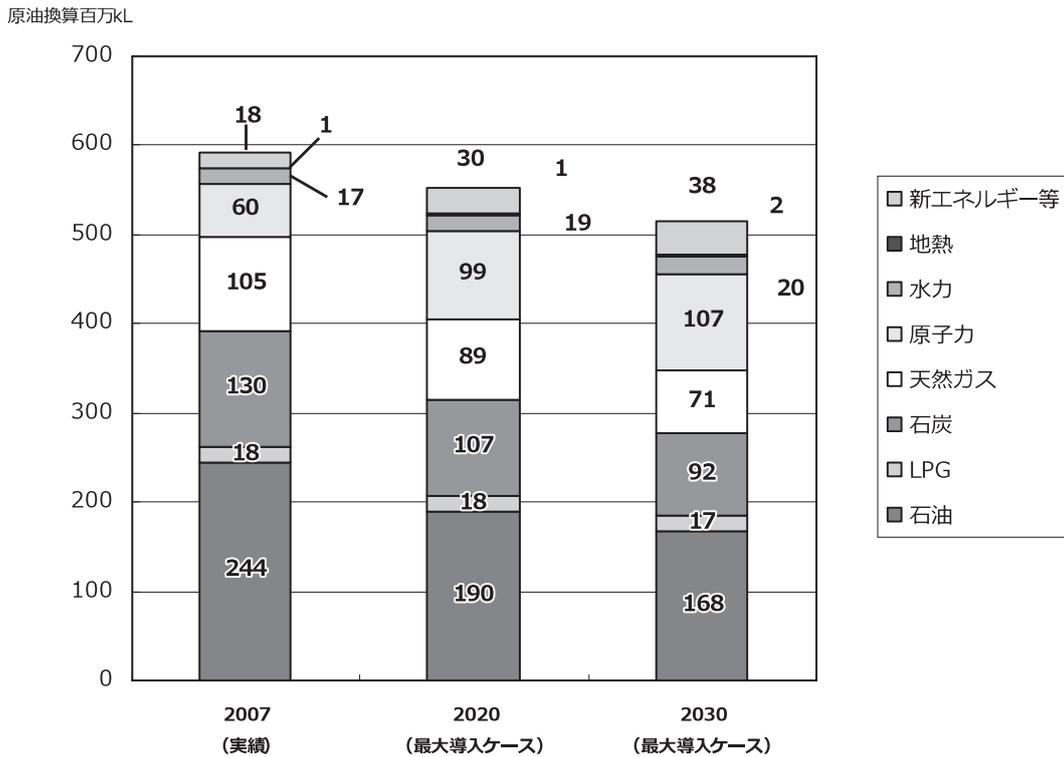


図2-1 一次エネルギー供給の推移

(出所) 長期エネルギー需給見通しより筆者まとめ

ないのである。これは、産業用途での燃料に化石燃料以外の代替先がなく、エネルギー効率の向上・省エネ以外で対応が難しいことや、自動車など輸送用燃料も燃費向上で需要は減るものの、電気自動車や燃料電池車といった燃料自体のシフトは大きく進まないという想定があるためと考えられる。

2.2 電源構成

電源構成は、1973年に石油火力発電が発電電力量の約73%を占めていたこともあり³⁾、天然ガスや原子力の導入によって分散化が進められてきた。結果として石油依存からの脱却は進んだが、資源量の95~99%を輸入依存せざるを得ない化石燃料全体の比率は現在も高く、代替エネルギーとして積極的に導入されてきた原子力も、燃料となるウランは国内で産出しないため全量を輸入している。図2-2は、電源別構成の推移をグラフにしたものである。

一次エネルギー供給に比べると化石燃料の割合は低く、現在は約66%である。その後、2030年には約32%まで減少させるとし、代替として原子力発電を現在よりも更に約78%増加させ、電源構成比約49%と半分近くを賄うシナリオである。一方、再生可能エネルギーは導入量を上積みしたとはいえ、その割合は一般水力を加えても2030年時点で電源構成の約20%にとどまり、しかもその中には廃棄物発電・熱利用が含まれていることから、

³⁾ 資源エネルギー庁 (2010) エネルギー白書 2010【第214-1-6】発電電力量の推移 (一般電気事業用)

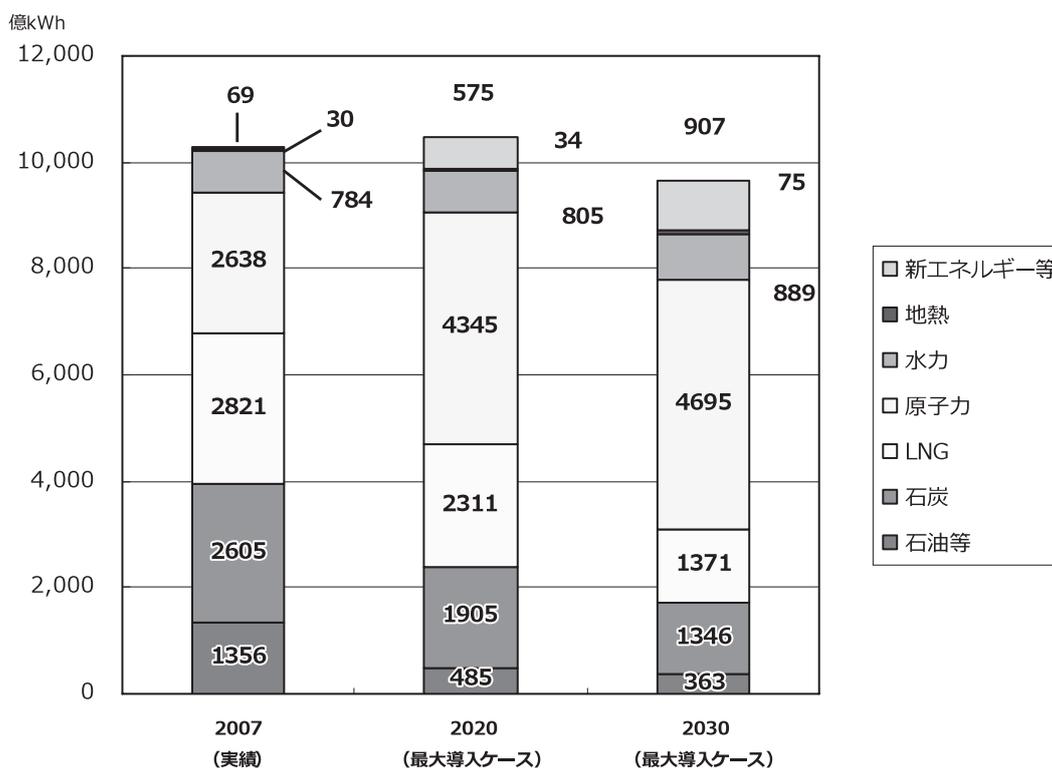


図 2-2 電源構成の推移

(出所) 長期エネルギー需給見通しより筆者まとめ

実際には再生可能エネルギーと言える量は更に少なくなる。

これらのエネルギー政策上のシナリオが、今般の原子力災害の発生により抜本的な見直しを迫られることとなった。

2.3 原子力発電所の事故の影響

現在の国内原子力発電所の稼働状況を整理すると、まず原子炉を含む発電所設備が使用不可能となり、深刻な放射能漏出事故を起こしている東京電力福島第一原子力発電所は、1～4号機の廃炉と増設計画の中止が決定している。⁴⁾ 発電所全体の損傷状況と放射能汚染を考えれば、今後5・6号機を含めた発電所の全廃は避けられないだろう。震災で設備が損傷し、安全性に疑念が持たれる同福島第二原子力発電所、東北電力女川原子力発電所、日本原子力発電東海第二発電所も再稼働できるかどうかは不透明であり、政府の指示により運転停止となった中部電力浜岡原子力発電所⁵⁾ もまた同様である。

2011年7月時点で、54基ある国内の原子炉のうち運転停止状態にあるのは、合計35基である。内訳は、廃炉決定4基、震災による停止10基、政府の要請により停止2基、新潟県中越沖地震による停止3基、故障停止2基、定期検査中14基である。更に、定期検査の調整運転中1基をあわせると合計36基となり、通常運転しているのは残り18基と全

⁴⁾ 東京電力（2011）福島第一原子力発電所1～4号機の廃止および同7・8号機の増設計画中止について

⁵⁾ 中部電力（2011）浜岡原子力発電所の運転停止要請への対応について

体の1/3でしかなく、出力ベースで34%にまで低下している。(表2-1)

表2-1 要因別運転状況数

現 状	基 数	合計出力 (万 kW)	出力構成比
運転中	18	1,666.8	34.1%
定期検査中	14	1,149.3	23.5%
調整運転中	1	91.2	1.9%
震災停止 (東日本)	10	955.8	19.6%
震災停止 (中越沖)	3	330.0	6.8%
廃炉決定	4	281.2	5.8%
故障停止	2	170.0	3.5%
政府指示による停止	2	240.4	4.9%
合 計	54	4,884.7	100%

(出所) 筆者まとめ

現在のわが国の電源構成では、一般電気事業者の持つ発電設備容量の約20%、年間発電電力量の約30%が原子力発電である⁶⁾。今回の震災によって、直接的には14基の原子炉が廃炉または稼働停止となり、国内原子力発電の発電設備容量の25% (国内の総発電設備容量の5%) を喪失したことになる。地震・津波対策への懸念から、政府によって停止要請を受けた浜岡原子力発電所を加えると実に30% (同6%) に上る。更に今後、安全対策の必要性から定期検査中の原子炉の再稼働時期が延びたり、新たに定期検査に入る原子炉の停止期間が長くなったりすることが予想される。例えば、浜岡原子力発電所の場合は実施される予定の津波対策のうち、防波壁の設置に2～3年を要すると見られ⁷⁾、再稼働させるにしても最長で2014年頃まで全基停止が続くことになる。経済産業省は国内の全原発に対するストレステストを行うとしており⁸⁾、2012年2月までに全原子炉が定期検査の時期を迎えることから、原子力発電によるエネルギー供給は今後大幅に縮小、場合によっては0になることも想定しなければならない。

2.4 供給不足分の補填

原子力発電所の停止によって空いた電力供給の穴は、短期的には休止中の火力発電所の再稼働や、設備増強、一般企業の自家発電設備 (ほとんどが火力発電) からの電力融通によって補填するしかない。この応急処置を行った上で、今回深刻な事故リスクが顕在化した原子力発電をどうするのかを考えなければならない。廃止するのか使い続けるのか、廃止の場合は短期間で即時全停止か中長期の段階的廃止か、使い続ける場合も総数を増やすのか減らすのか、現在の原子炉の点検・再稼働をどういったスケジュールで行うのか、

⁶⁾ 資源エネルギー庁 (2010) エネルギー白書 2010, pp. 190-191.

⁷⁾ 中部電力 (2011) 浜岡原子力発電所における緊急安全対策について (概要)

⁸⁾ 日本経済新聞 全原発、災害時の安全性調査 経産相表明 2011年7月6日

様々なケースが想定される。

原子力発電を拡大する理由として挙げられていた国産エネルギーとしての扱いと、温室効果ガスの削減という2つの目的は、再生可能エネルギーによっても十分に果たすことが出来る。原子力発電を廃止していくとなれば、短期的には需要を抑制しつつ、応急処置である火力発電による供給量の補填を行う。しかし、火力発電を拡大すれば、化石燃料依存によるエネルギー供給の不安定性が高まることになるし、温室効果ガスの排出量も増大する。原子力発電をやめ、更に火力発電の利用も抑制し、エネルギー自給率を高め温室効果ガスの排出も削減していくためには、再生可能エネルギーによって代替する必要がある。

一案として、短期的には火力発電による原子力発電停止分の代替を行い、その間に原子力発電所の安全確保を行って段階的に再稼働させ、その後中長期的には原子炉を廃止しつつ再生可能エネルギーの拡大を図るといったシナリオを検証する。

3. 原子力発電代替と脱化石燃料依存のシナリオ

ここでは、まず短期的な原子力発電所の停止に対する火力発電での供給代替がどこまで可能か、またその場合の経済的負担、温室効果ガスの排出量増加について検証する。その上で、原子力発電の中長期的な全廃と、火力発電の縮小による脱化石燃料依存を達成するために、再生可能エネルギーをどこまで拡大していくべきかについて一案を提示する。

表3-1 2009年度時点の電力消費量

部門	最終エネルギー消費 [億 kWh]	比率 [%]	10%抑制 [億 kWh]	15%抑制 [億 kWh]	20%抑制 [億 kWh]
産業	2,908.09	31.16	2,617.28	2,471.87	2,326.47
非製造業	24.97	0.27	22.47	21.23	19.98
農林水産業	8.76	0.09	7.88	7.45	7.01
農林	8.76	0.09	7.88	7.45	7.01
水産	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
鉱業	8.49	0.09	7.65	7.22	6.80
建設業	7.72	0.08	6.94	6.56	6.17
製造業	2,883.12	30.90	2,594.80	2,450.65	2,306.49
民生	6,230.27	66.77	5,607.24	5,295.73	4,984.21
家庭	2,860.16	30.65	2,574.14	2,431.13	2,288.12
業務他	3,370.11	36.12	3,033.10	2,864.59	2,696.09
運輸	193.25	2.07	173.93	164.26	154.60
鉄道旅客	183.52	1.97	165.17	155.99	146.82
鉄道貨物	9.73	0.10	8.76	8.27	7.78
総消費	9,331.61	100.00	8,398.44	7,931.86	7,465.28

(出所) 総合エネルギー統計 2009⁹⁾より筆者まとめ

⁹⁾ 資源エネルギー庁 (2010) 総合エネルギー統計 2009年度版 エネルギーバランス表

3.1 原子力発電停止による火力発電での短期的な供給代替

表3-1は、政府総合エネルギー統計から2009年度の部門別電力消費量を抜き出したものである。

最終エネルギー消費において、現在の電力消費量は現在約9,332億kWhであり、このうち2,700～2,900億kWhが原子力発電によって供給されていた。2011年7月以降、15%の電力使用制限が東京電力及び東北電力管内の大口需要者に対して発令され、社会的にも15%を目途とした節電が推奨されている。表中の「15%抑制」の列が、全部門において一律15%の需要抑制を行った場合の消費量であり、総消費量としては約8,000億kWhとなる。

一方、電力供給についてまとめたものが表3-2である。

表3-2 年度別発電設備（一般電気事業用）（発電電端）

種別	認可最大出力 [万 kWh]	比率 [%]	年間発電電力量 [億 kWh]	比率 [%]	設備稼働率 [%]
石炭火力	3,795	15.7	2,356	24.7	70.9
石油火力	4,617	19.1	727	7.6	18.0
LNG火力	6,161	25.5	2,808	29.4	52.0
原子力	4,885	20.2	2,785	29.2	65.1
揚水	2,564	10.6	70	0.7	3.1
一般水力	2,073	8.6	699	7.3	38.5
RE	53	0.2	106	1.1	228.3
合計	24,148	100.0	9,551	100.0	45.2

（出所）エネルギー白書2010より筆者まとめ

年間発電電力量9,551億kWhから、原子力発電による供給分を差し引くと6,766億kWhとなる。15%需要抑制分に対する不足量は、約1,166億kWhとなる。現在運転中の原子力発電所18基からの供給量が約1,060億kWhとなるので、総量ベースでは休止中の火力発電所の再開で当面は賄うことができる。¹⁰⁾更に、原子力発電所が全基停止したと仮定した場合も、石油火力発電所の設備稼働率を30%に、LNG火力の設備稼働率を70%まで引き上げれば約8,220億kWhの総供給量を確保することができ、15%需要抑制で対応することができる。（表3-3）但し、火力発電による年間CO₂排出量は7,031万t増加することになるため、国内全体のCO₂排出量は約6%増加¹¹⁾することに留意しなければならない。

更に各火力発電の稼働率を5%増加させれば、10%需要抑制でも電力需要を充足することができる。これにより、原子力発電所の全停止に対して火力発電による短期的な供給代替は可能であるといえよう。では、中長期的に原子力発電所を段階的廃止とし、再生可能

¹⁰⁾ 夏季の需要制限がかけられている要因はピークカットの必要にあることから、その点は別途考慮する必要がある。

¹¹⁾ 国内のCO₂排出量は約11億4400万t

表 3-3 火力発電による短期的な原子力発電代替

	発電電力量 [億 kWh]
年間発電電力量	9,551
原子力発電供給量	2,785
差し引き供給量	6,766
15% 需要抑制時	7,932
石炭火力稼働率 30%	485
LNG 火力稼働率 70%	972
合計供給量	8,223

(出所) 総合エネルギー統計等から筆者作成

エネルギーによって代替するシナリオはどのようなものになるのか、検証する。

3.2 再生可能エネルギーの利用状況

表 3-4 は、再生可能エネルギーによる電源別の設備容量と年間供給電力量である。¹²⁾ここで用いている数値は政府統計ではなく、千葉大学倉阪研究室と NPO 法人環境エネルギー政策研究所の共同研究による、「エネルギー永続地帯指標」による推計値である。現在、わが国には再生可能エネルギーに関する網羅的な統計情報が存在しないため、同指標のデータを用いることとする。

表 3-4 国内の再生可能エネルギー電力供給量（2009 年度）

電源種別	設備容量 (kW)	年間発電電力量 (MWh)	総発電量比
太陽光発電	1,637,763	1,993,536	0.21%
風力発電	1,880,983	3,927,645	0.41%
小水力発電	2,569,632	13,534,866	1.42%
地熱発電	535,210	2,498,897	0.26%
バイオマス発電	196,447	829,226	0.09%
小計	6,820,034	22,784,170	2.39%
一般水力	41,280,368	60,639,880	6.35%
合計	48,100,403	83,424,050	8.73%

(出所) 永続地帯研究会資料より筆者まとめ

この数値を見ると、わが国の再生可能エネルギーによる現在の年間発電電力量は約 227 億 kWh であり、一般電気事業者による年間発電電力量（9,551 億 kWh）の約 2.4% である。純国産エネルギーという点から、一般水力による電力供給量を合算しても同約 8.7% で、

¹²⁾ 永続地帯研究会（2010）エネルギー永続地帯指標 2010 年版

これがわが国の実質的な電力自給率となる。2010年度の原子力発電による電力供給量288,342,539MWhを、再生可能エネルギーで代替するためには、現状の約12.5倍に拡大することで達成できることになり、これがシナリオ上の再生可能エネルギー導入量の最低目標ラインである。

3.3 再生可能エネルギーの拡大シナリオ

再生可能エネルギーの拡大と原発代替を考える際に、どれくらいの期間でそれを実施していくのかというシナリオを考えなければならない。1つの基準となるのは、原子力発電所を設計寿命である稼働年数40年を目処に段階的に廃止していくことである。(表3-5)

表3-5 原子力発電所運転開始年と40年経過年

発電所名	運転開始	40年経過	発電所名	運転開始	40年経過
泊1号機	1989年	2029年	浜岡5号機	2005年	2011年
泊2号機	1991年	2031年	志賀1号機	1993年	2033年
泊3号機	2009年	2049年	志賀2号機	2006年	2046年
東通1号炉	2005年	2045年	敦賀1号機	1970年	2010年
女川1号機	1984年	2011年	敦賀2号機	1987年	2027年
女川2号機	1995年	2011年	美浜1号機	1970年	2010年
女川3号機	2002年	2011年	美浜2号機	1972年	2012年
福島第一1号機	1971年	2011年	美浜3号機	1976年	2016年
福島第一2号機	1974年	2011年	大飯1号機	1979年	2019年
福島第一3号機	1976年	2011年	大飯2号機	1979年	2019年
福島第一4号機	1978年	2011年	大飯3号機	1991年	2031年
福島第一5号機	1978年	2011年	大飯4号機	1993年	2033年
福島第一6号機	1979年	2011年	高浜1号機	1974年	2014年
福島第二1号機	1982年	2011年	高浜2号機	1975年	2015年
福島第二2号機	1984年	2011年	高浜3号機	1985年	2025年
福島第二3号機	1985年	2011年	高浜4号機	1985年	2025年
福島第二4号機	1987年	2011年	島根1号機	1974年	2014年
東海第二1号機	1978年	2011年	島根2号機	1989年	2029年
柏崎刈羽1号機	1985年	2025年	伊方1号機	1977年	2017年
柏崎刈羽2号機	1990年	2030年	伊方2号機	1982年	2022年
柏崎刈羽3号機	1993年	2033年	伊方3号機	1994年	2034年
柏崎刈羽4号機	1994年	2034年	玄海1号機	1975年	2015年
柏崎刈羽5号機	1990年	2030年	玄海2号機	1981年	2021年
柏崎刈羽6号機	1996年	2036年	玄海3号機	1994年	2034年
柏崎刈羽7号機	1997年	2037年	玄海4号機	1997年	2037年
浜岡3号機	1987年	2011年	川内1号機	1984年	2024年
浜岡4号機	1993年	2011年	川内2号機	1985年	2025年

(出所) 各電力会社の資料より筆者まとめ

既に廃炉が決定している福島第一原発1～4号機に加え、同5・6号機、女川、福島第二、東海第二、浜岡については再稼働させず、廃炉作業に入るという前提を置く。また、既に稼働年数が40年を超えている敦賀1号機と美浜1号機も、現在定期検査で停止しているが、同様に廃炉作業に入るものとする。それ以外の原子炉については安全性検査を行った上で2013年から再稼働させ、40年経過時点で停止する。このシナリオでは、わが国の全原子炉が停止するのは2049年になる。故に、本シナリオの目標時期は2050年とする。

必要な供給量を試算するにあたっては、需要側のエネルギー効率の向上や、人口減少など消費量の減少要因を考慮していく必要がある。需要の変動要因について検証すると、総人口の減少による総需要減、産業部門のエネルギー原単位抑制、家庭部門の機器性能向上、業務部門の機器性能向上、鉄道部門の効率向上といった要素が考えられる。これらを試算しまとめたのが表3-6である。更に、現在15%の需要抑制が敷かれているが、今後も10%の需要抑制が継続されるという前提を取る。

表3-6 2050年時点の需要減少要因

抑制要因	抑制量 [億 kWh]
人口減少による民生用減	1,440.63
産業部門のエネルギー原単位抑制	810.23
家庭部門の機器性能向上	622.74
業務部門の機器性能向上	811.83
鉄道部門の効率向上	50.30
合計	3735.74

(出所) 筆者推計

供給側の条件としては、以下のような条件を設定した。

- ・原子力発電は2012年度中に全てを停止して安全点検を行う。
- ・2013年以降、稼働年数40年を超えた原子炉は段階的に廃止する。
- ・石油火力発電は高コストであり、新設ができないため2030年を目途に廃止する。
- ・一般水力は現状維持とする。
- ・太陽光発電は4kWの設備を2050年時点で住宅用導入率（戸建て・共同住宅）100%とする。（8,553万kW）
- ・事業用太陽光発電は200万件を目途に拡大する。（2,000万kW）
- ・3,000kW級のメガソーラーを1,000カ所に設置する。（300万kW）
- ・風力発電は陸上で2,000kWを5,000基、洋上は2016年より設置を始め5,000kWを5,000基設置する。（陸上1,000万kW、洋上2,500万kW）
- ・地熱発電は3,000kWを500基、60,000kWを50基設置するとし、リードタイムを考慮して2016年より拡大する。（450万kW）
- ・中小水力は10kWを5万カ所、50kWを2万カ所、500kWを1万カ所、1,000kWを1,000カ所、5,000kWを500カ所、10,000kW以上を200カ所設置する。（1,200万kW）
- ・バイオマス発電は3,000kWを100カ所、12,000kWを50カ所設置するとし、リードタ

イムを考慮して2016年より拡大する。(90万kW)

これらの条件で試算した結果が、図3-1である。

2050年時点で、総発電電力量は4,662.7億kWh、一般水力を除く再生可能エネルギーによる電力供給が3,499億kWhと現在の15.3倍に拡大し、一般水力を含めた電力自給率は88%まで向上する。一方で、火力発電は557.1億kWhに縮小し、構成割合は12%まで低下、CO₂排出量は2010年度比92%減となり1990年の国内のCO₂総排出量比で34.5%相当の削減量となる。また、再生可能エネルギー発電設備の設置及び運用に必要なコストは、最も多い年で年2兆5,920億円となり、2050年までの平均で年2兆円前後である。

これに加えて、原子炉の廃炉費用を見込む必要がある。図3-2は、本シナリオの場合に要する原子炉廃炉費用について、廃炉期間を30年、廃炉費用は福島第一原子力発電所1～4号機についてはU.S. Government Accountability Office (GAO) が試算している、原子炉の“CATASTROPHIC ACCIDENT”の場合に要する廃炉費用の最大値\$15.3billion/基(1兆2,393億円)¹³⁾とし、それ以外については電気事業連合会が試算した650億円/基を用いて試算したものである。

結果として、全炉廃炉が完了する2080年までに、累計で8兆2,072億円を要し、最も

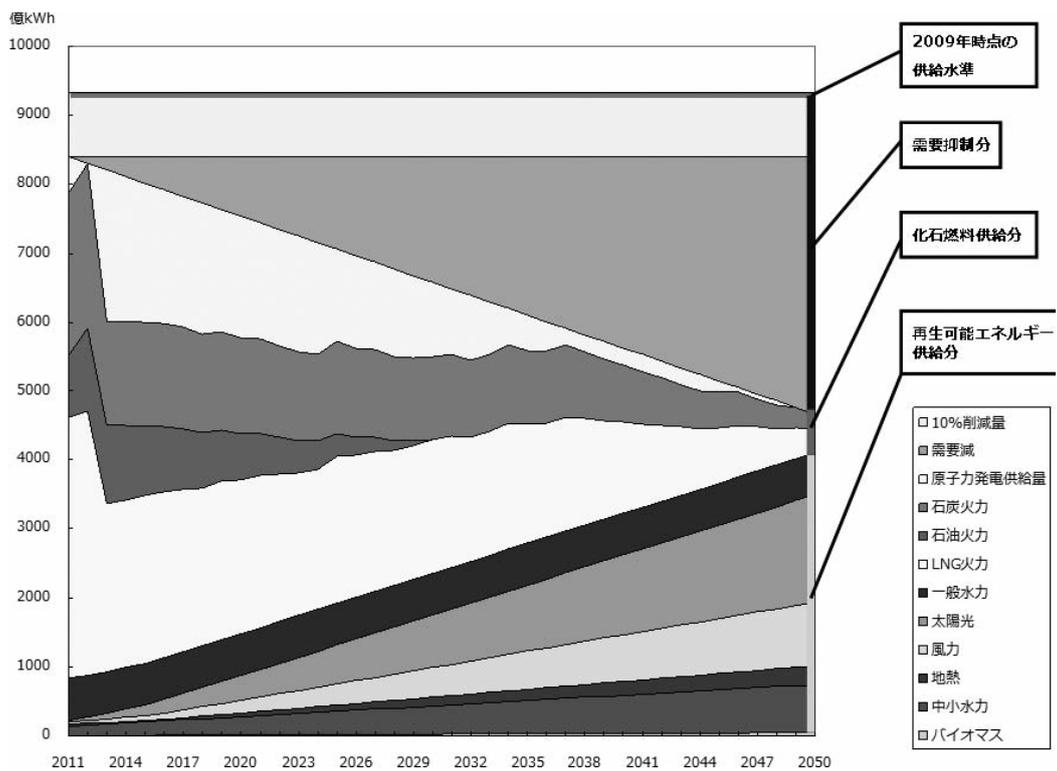


図3-1 原子力発電代替プラン (2050年全廃)

(出所) 筆者試算

¹³⁾ U.S. GAO (1986) NUCLEAR REGULATION - Financial Consequences of a Nuclear Power Plant Accident.

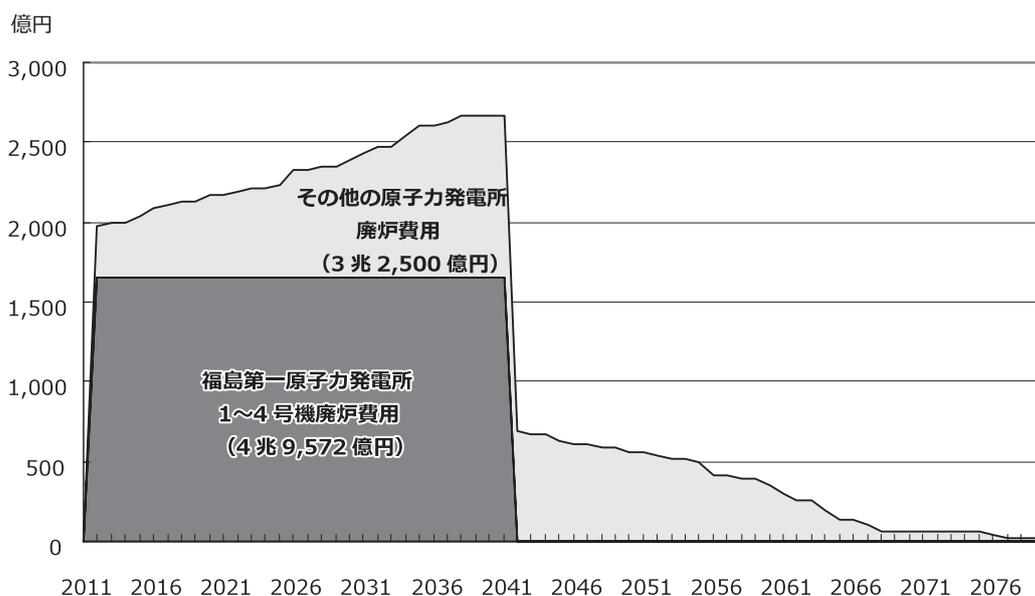


図 3-2 全原子炉廃炉費用（廃炉期間 30 年）

（出所）U.S. GAO（1986）等より筆者作成

廃炉作業中の基数が多くなる 2040 年前後には年間 2,671 億円を支出しなければならない。更に、高レベル放射性廃棄物については最終的に数万年の管理が必要となり、その累計コストについては試算不可能であることから、本試算結果は低位推計である可能性が高いことに留意する必要がある。この廃炉費用を加算すると、本シナリオの実現に必要な費用は最大で年 2 兆 7,920 億円となり、2050 年までの平均で年 2 兆 2,000 億円前後である。

4. 実施すべき政策

再生可能エネルギーの導入拡大のためには、様々な制度改革を含む政策の実施が必要となる。本論文では、必要な政策のうち特に優先度と実効性の高いものとして、再生可能エネルギーと定義するエネルギー源の見直し、固定価格買取制度の全量全種買取での導入、発送電分離による発電事業参入の自由化、補助制度及び財源の見直しと地方自治体への権限移譲の 4 つを提示する。

4.1 再生可能エネルギーの定義見直し

まず必要となるのは、エネルギー政策上の再生可能エネルギーと定義するエネルギー利用の見直しである。現在の再生可能エネルギーの定義は、エネルギー供給構造高度化法において規定されているものがベースであり、同施行令で、太陽光、風力、水力、地熱、太陽熱、大気中の熱その他の自然界に存する熱、バイオマス（動植物に由来する有機物であってエネルギー源として利用することができるもの（法第二条第二項に規定する化石燃料を除く。）をいう。）の 7 つを定義¹⁴⁾している。

表 4-1 は、わが国における再生可能エネルギーの定義の変遷について、サンシャイン計画初期、新旧新エネ法、RPS 法、エネルギー供給構造高度化法、地球温暖化対策基本

法を例にとり、時系列で整理したものである。

エネルギー供給構造高度化法において「再生可能エネルギー源」が定義されるまでは、1997年に施行された「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法」（新エネ法）において規定された「新エネルギー」という概念の一部として、太陽光、風力、地熱といった再生可能エネルギー源が定義されていた。

表 4-1 わが国における再生可能エネルギーの定義

種類	法規等 サンシャイン 計画（初期） ¹⁵⁾	新エネ法 （当初）	RPS 法 ¹⁶⁾	エネルギー供給 構造高度化法 ¹⁷⁾	地球温暖化対策 基本法案（参考） ¹⁸⁾
太陽光発電	○	○	○	○	○
太陽熱発電	○	—	—	△ ¹⁹⁾	△
太陽熱利用	○	○	—	○	○
風力発電	—	○	○	○	○
大規模水力発電	—	—	—	—	—
小水力発電	—	—	○ ²⁰⁾	○	○
地熱発電	○	—	○ ²¹⁾	○	○
バイオマス発電	—	○	○	○	○
バイオマス熱利用	—	○	—	○	○
バイオマス燃料	—	○	—	○	○
温度差利用	—	○	—	○	○
雪氷熱利用	—	○	—	○	○
波力発電	○	○	—	○	○
廃棄物発電	—	○	○ ²²⁾	—	—
廃棄物熱利用	—	○	—	—	—
廃棄物燃料	—	○	—	—	—

（出所）各法令・法案より筆者まとめ

新エネルギーは、石油代替エネルギーのうち「経済性の面における制約から普及が十分でないものであって、その促進を図ることが石油代替エネルギーの導入を図るため特に必要なものとして政令で定めるもの」²³⁾とされ、太陽光発電や太陽熱利用、風力発電やバイ

¹⁴⁾ エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効利用の促進に関する法律施行令（平成 21 年 8 月 27 日政令第 222 号）第四条第一項～第七項

¹⁵⁾ 科学技術庁（1978）昭和 53 年版科学技術白書 第 1 部 第 3 章 第 2 節 1

¹⁶⁾ 同法は電気事業のみを対象としているため、発電に用いられない熱利用は含まれていない。

¹⁷⁾ 石油代替エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律等の一部を改正する法律（平成二十一年七月八日法律第七十号）の施行後。

¹⁸⁾ 第 174 回国会において衆議院を通過した時点での法案によるが、第二条第五項七において「その他政令で定めるエネルギー」とあり、最終的にどのようなエネルギーが対象として含まれるのかは現時点（2011 年 7 月）では明確ではない。

¹⁹⁾ 条文の上では、含まれるものと解釈することもできる。

²⁰⁾ 出力 1,000kW 以下のもので水路式の発電及びダム式の従属発電に限る。

²¹⁾ バイナリー方式に限る。

²²⁾ バイオマス混焼のものにおけるバイオマス成分相当部分。

²³⁾ 新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法 第二条

オマスと言った再生可能エネルギーのみならず、廃棄物発電や天然ガスコージェネレーション、燃料電池などの「新たなエネルギー利用」も包括したものであった。この新エネルギーという概念はわが国独自のものであり、政策上は新エネルギーの普及促進の中で再生可能エネルギーも含めていくという形が取られている。しかしながら、国際的に「再生可能エネルギー」という定義が確立される中で、廃棄物発電等の資源利用を含むことや、小水力発電・地熱発電が含まれていないことから、2008年の政令改正²⁴⁾において定義の見直しが行われ、新エネルギーは再生可能エネルギーと同義になっていった。その後の改正新エネ法、エネルギー供給構造高度化法、そして地球温暖化対策基本法案の各々で、再生可能エネルギーの定義に大きな違いは見られなくなっていく。ただし、依然として新エネ法における新エネルギーという概念と、後者二法における再生可能エネルギーという二つの定義が混在している状況が残っている。

各々が対象とする主体や政策目標が異なるとはいえ、わざわざ表現を混在させる必要は考えがたく、新エネ法、エネルギー供給構造高度化法、地球温暖化対策基本法案において再生可能エネルギーの定義の統一がなされるべきである。定義を統一し、政策上対象化すべき再生可能エネルギー源を表4-2に示す。

本論文では電力供給を中心に再生可能エネルギーを論じてきたが、現在の再生可能エネルギー政策では熱利用が軽視されてきたことも指摘しておく必要がある。電気のように定量的なエネルギー量の測定が難しく、エネルギーを転換したその場で消費する必要があるため、エネルギーの取引が出来ないことから、固定価格買取制度のような導入促進策をと

表4-2 政策上対象化すべき再生可能エネルギー

エネルギー源	利用形態	備考
太陽エネルギー	太陽光発電	
	太陽熱発電	
	太陽熱利用	
風力エネルギー	風力発電	
地熱エネルギー	地熱発電	
	温泉熱発電	
	地中熱利用	
	温泉熱利用	
水力エネルギー	中小水力発電（自然流水式）	出力3万kW以下
バイオマスエネルギー	バイオマス発電	
	バイオマス熱利用	
海洋エネルギー	波力発電	
	潮汐力発電	
	海洋温度差利用	
その他	雪氷熱利用	
	大気熱利用	

（出所）筆者作成

²⁴⁾ 新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法施行令 平成二〇年二月一日政令第一六号による改正。

れず、RPS法も電力供給に対象を限定していた。しかしながら、全国に最盛期には200万台以上が設置されたと言われる太陽熱温水器や、わが国で古くから馴染みのある温泉熱、そして木質系などのバイオマス熱利用すらも、再生可能エネルギー政策の対象としての扱いが小さいことは、現行制度の大きな欠陥である。

4.2 固定価格買取制度の拡大

固定価格買取制度を有効に機能させるために必要なのは、あらゆる再生可能エネルギーによる電力供給について、その全量を電力会社を買取る義務を課し、エネルギー源ごとに少なくともIRR(内部収益率)が6～8%となるような買取価格を設定しなければならない。

わが国の再生可能エネルギー政策では、従来RPSと呼ばれる電気事業者に対する供給義務量を課す方式が採られてきた。一方で、エネルギー供給構造高度化法の施行に伴い、2009年11月より太陽光発電の余剰電力に限定した固定価格買取制度が導入されており、RPSからの制度の移行が進められている。

住宅用太陽光発電を例に試算してみると、2010年に国内で設置された平均設備容量3.96kW、システム価格57.8万円/kW²⁵⁾を用いて、東京都区部で設置し、設置後10年間は全量固定価格買取が行われると仮定し、IRRを試算すると表4-3のようになった。

結果、稼働年数を20年と仮定した場合のIRRは5.4%である。初期投資の回収年数は約12年であり、太陽光パネルの平均寿命とされる25年まで運用すればIRRは6.2%まで上昇する。年平均日照時間がより高い地域では更に上昇し、現在の設備価格でも十分に民間投資を引き出しうる水準にまで収益性が向上する。

表4-3 住宅用太陽光発電試算例

平均設備容量	3.96kW
平均システム価格	57.8万円
平均導入費用	228.9万円
年平均日照時間(東京都区部) ²⁶⁾	1,881h
発電係数 ²⁷⁾	0.6703
年間発電電力量	4,993.3kWh
固定価格買取価格 ²⁸⁾	48円/kWh
固定価格買取終了後の買取価格 ²⁹⁾	24円/kWh
年間収益(固定価格買取期間) ³⁰⁾	209,717円
年間収益(固定価格買取終了後) ³¹⁾	119,838円
ランニングコスト ³²⁾	10,000円
初期投資回収年数	12年
IRR(20年)	5.4%

(出所) 筆者作成

²⁵⁾ 太陽光発電普及拡大センター(2011)平成22年度 住宅用太陽光発電補助金交付決定件数・設置容量データ(平成23年1月25日)

²⁶⁾ 気象庁の観測による1981～2010年までの30年間の平均値。

現行の余剰買取制度では、自家消費する電力量と発電電力量の割合によって収益性に大きな差が生じるため、全量買取への移行は必須である。太陽光発電以外の再生可能エネルギーについても、全量全種の固定価格買取制度が導入されることによって、電力分野での再生可能エネルギー利用の経済的なハードルは非常に低くなる。

4.2.1 再生可能エネルギー特別措置法の検証

では現在、衆議院に提出されている全量固定価格買取制度の法案である「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案」（再生可能エネルギー特別措置法案）について、どのような制度設計になっているのかを検証する。法案の要旨は、以下のようになっている。

- ・全量固定価格買取制度を導入する。
- ・電気事業者は再生可能エネルギーによる電力の買取義務を負う。
- ・買取費用は電力の需要家（消費者）に賦課金（サーチャージ）を負担させる。
- ・買取価格は経済産業大臣が定める。
- ・買取価格は太陽光発電の場合当初は高めに設定し、設備価格低下に伴って引き下げる。
- ・それ以外の買取価格は、15～20円/kWhとする。
- ・買取期間は住宅用太陽光10年、非住宅用太陽光とそれ以外の再生可能エネルギーは15～20年とする。
- ・対象となる発電設備は経済産業大臣が認定する。
- ・RPS法は廃止する。
- ・2020年度を目途に廃止を含めた見直しを行う。

まず、対象となる再生可能エネルギーについて、太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス、その他政令で定めるものを「再生可能エネルギー源」と定義する³³⁾としている。経済産業省の説明では、小型の風力発電、出力3万kW未満の中小水力、既存産業に影響のないバイオマスを対象に含めることを特記している。³⁴⁾対象については従来の再生可能エネルギーの定義よりも拡大しているが、中小水力については自然流水式に限定するべきである。

電気事業者に対する電力の買取義務について、その買取（発電設備の系統への接続）を拒むことができる要因として、第五条では供給者が接続に必要な費用を負担しない場合、当該電気事業者による電気の円滑な供給の確保に支障が生ずるおそれがある、その他経済

²⁷⁾ 太陽光パネルの温度変化による発電効率低下12%、設置方位損失10%、パワーコンディショナーによる変換ロス8%、太陽光パネルの汚れなどによる発電量低下8%。

²⁸⁾ 2010年度の固定価格買取制度における住宅用太陽光発電の買取価格。

²⁹⁾ 固定価格買取制度導入以前の、電力会社による買取価格。

³⁰⁾ 設備設置後10年間。

³¹⁾ 設備設置後11年目以降。

³²⁾ パワーコンディショナーを10年毎に交換。

³³⁾ 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案 第二条4項

³⁴⁾ 経済産業省（2011）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案の概要2

産業省令で定める正当な理由がある場合の3つを挙げている。このうち、「供給者が接続に必要な費用を負担しない場合」という項目は、その負担の範囲を明確にする必要がある。出力数万kW級の発電所を設置する場合に、既存の電力会社の送電線まで高圧送電網を整備する費用は発電事業者の参入障壁になってきたことから、供給者の負担をなるべく軽減する仕組みとし、必要な費用は電力価格に転嫁することができるようにすべきである。また、「電気の円滑な供給の確保に支障が生ずるおそれ」は、これまで電力会社が再生可能エネルギーの導入を否定するにあたっての主張の1つであり、普及の阻害要因であったことから削除すべき項目である。スマートグリッドを含む技術的な問題解決の手段を講じて、なお問題が発生すると考えられる場合に限定すべきであり、この部分は修正を要する。

買取価格と期間について、住宅用太陽光だけ短い期間を設定する必要はなく、表4-3の試算から48円/kWhで10年間の全量買取でもIRRが5.4%であることから、少なくとも買取期間は15年以上（IRR7%以上）とするべきである。買取価格については大幅な見直しをすべきで、太陽光発電については40円/kWh程度、それ以外のものでは最低でも20円/kWh以上とするべきである。例えば風力発電では、3,000kWの風力発電所を建設する場合約10億円の費用を要し、適地とされる最低平均風速6~7mの地点に建設した場合、買取価格11~12円/kWhで年間6,000万円程度の収入となる。ランニングコストを除いた収益分は約3,000万円であり、投資回収年数は30年以上となる。これを半分の15年に短縮しようとするれば、25円/kWh以上で買い取る必要がある。他にも、太陽光発電は地域の日照時間を考慮し、風力発電は今後拡大が見込まれる洋上風力と陸上風力で分け、中小水力については出力規模で設備稼働率が異なってくるため、買取価格に差を付ける必要がある。また、バイオマス発電については燃料によってコストが大きく変わるため、一律ではなくより細かい価格設定を要する。

少なくともこれらの見直しを行えば、再生可能エネルギー特別措置法は再生可能エネルギーの導入拡大を大きく後押しするような制度となるだろう。

4.3 発送電分離による電気事業の完全自由化

前項で検証した再生可能エネルギー特別措置法では、再生可能エネルギーによる電力の買取義務を電気事業者に課す内容であった。わが国の電気事業の構造は、かつて明治から昭和初期にかけて発電、送電、配電のいずれの事業も公私の事業者が自由に行うことが出来た。それが、第二次世界大戦期に全ての送配電設備が国家統制下に置かれ、その後の戦後復興の過程で北海道から沖縄までの地域電力会社が設立され、域内の発送配電の全ての事業を一貫して行う発送電一貫体制が確立されて、現在に至っている。この発送電一貫体制の見直しが、再生可能エネルギーの拡大のために必要である。

1995年に始まった電力自由化によって、現在は発電事業への新規参入と限定的な電力小売事業を行うことが出来るようになってきているが、送電網を地域電力会社が握っていることが参入障壁となっている。特に再生可能エネルギーによる電気事業を行う場合、電力会社が電気の品質に影響することを理由に送電網に受け入れる総電力量を規制しているため、事業が行えないといった状況が生じている。再生可能エネルギー特別措置法案によって、地域電力会社は再生可能エネルギーによる電力供給の買取、すなわち送電網への受け

入れが義務づけられるが、前項で検証したように法案中には「電気の円滑な供給の確保に支障が生ずるおそれ」を理由として拒むことが出来るという規定がある。これは、電力会社がなお再生可能エネルギーの拡大に消極的であることを間接的に示すものである。

発送電一貫体制は、送電網が地域電力会社の所有であることから、その整備も当然地域電力会社が担っている。わが国の送電網は、各地にある大規模な発電所間を繋ぐように大容量の送電線が敷設され、末端に行くほどその容量は小さくなっていく。道路にたとえば、高速道路や主要国道と、県道や市町村道、そして私道のような関係である。この末端にあたる地域、山間部や海岸線など人口が少なく送電線の容量が小さい地域が、再生可能エネルギーのポテンシャルは大きい地域である。今後再生可能エネルギーの導入拡大を進めるにあたって、この送電網の整備をどうするのか、地域電力会社が送電網を拡張するのか、それとも発電事業者がそのコストを負担するのかといった問題が生じてくると考えられる。また、スマートグリッドといった大規模な送電網の更新を伴う技術の導入には、多額の費用を要し、この負担についても議論が生じるだろう。送電網を所有しているという点で、地域電力会社はかなり優越的な立場にあり、発電事業者間の競争を促すためにはこの体制を改革する必要がある。

では、発送電一貫体制を解体し、発電事業者と送電事業者を分離することで何が変わるのか。発送電分離を行う場合、現在の地域電力会社も発電部門と送電部門で別会社に分けられる。そして、送電事業者には発電事業者からの送電網への接続と電力供給に応じる義務を課し、再生可能エネルギー電力については固定価格によって送電事業者が買い取る。その買取価格に電力の託送料金と、接続のための送電設備費を上乗せして、需要家に売電するという仕組みになる。託送料金には、政府の定める範囲で設備投資等に必要な費用を上乗せすることが出来るとする。発電事業者は一定価格での電力の買取が保証されるため、発電コストを下げる事が出来ればその分収益が向上することになる。また、発電事業者が需要家と直接電力供給契約を結び、送電事業者から受け取る電力価格を下げることで、送電事業者はその需要家に売電する価格を下げ、より安価に供給するということも可能になるだろう。

4.4 補助制度及び財源の見直しと地方自治体への権限移譲

再生可能エネルギーの技術開発の促進や、ある地域において特定のエネルギー源の開発を促すためには、固定価格買取制度だけでなく既存の補助制度も継続する必要がある。技術開発への投資は、政府の責任の下で多額の費用を投じ継続的に実施すべきであるが、一方で実際の導入拡大のための補助制度は地方自治体レベルへ移譲すべきである。

再生可能エネルギーのポテンシャルは、地理・気象条件に大きく左右される。また、街作りへ再生可能エネルギーを組み入れる、あるいはバイオマス利用など新たな産業の創出につながる可能性があるものについては、政府による一律の補助制度ではなく、各自治体の実情に応じた政策実行のために独自の判断で行っていくことが効果的である。そのために、現在そのほとんどが原子力開発に投じられている、石油石炭税と電源開発促進税からなるエネルギー対策特別会計、そして今後導入される環境税といった財源について、3.3で試算した原子炉の廃炉費用を除いた額を、再生可能エネルギー政策に充てていくべきである。

また、再生可能エネルギーの導入の際に懸念すべきは、適切な資源管理の実施である。水力や地熱、バイオマスといった再生可能エネルギーは、過剰な利用によって資源の更新が妨げられ、あるいは追いつかなくなることで資源が枯渇する可能性をはらんでいる。現在の所、一定の環境負荷を伴う再生可能エネルギー利用には、風力発電、中小水力発電、地熱発電がある。風力発電は特に陸上風力の場合、尾根に建設するなどこれまで開発されていなかった地域に設置する為に、設置地点周辺の整地や工事用道路、送電線の敷設による環境負荷が生じる他、低周波騒音やバードストライクも問題となっている。中小水力発電の場合、水路に構造物を設置することになるので、用水路などであってもそこに生息している生物への影響を考慮する必要があることや、自然流水式とはいえ本来の川の流れとは違った水路を造る場合もあるため、本流の水涸れなどの可能性を考慮して環境影響を検証しなければならない。地熱発電の場合、地下の熱水資源が例えば周辺の温泉脈とどのように繋がっているのかを正確に把握することは難しく、温泉熱利用との調整が必要になる。

風力発電は福島県が独自に環境アセスメント条例の対象にするなど、独自に規制の動きがあるが、民間事業者による開発に対して事業停止や変更命令といった強制力のある措置はとれない。また、市町村単位では事業計画に対して意見を発出する程度しか出来ないのが現状である。中小水力発電では水利権の問題があり、河川法に基づく水利利用許可の申請では、河川の種類によって国土交通省、経済産業省、都道府県、市区町村といった様々な主体との協議が必要になる。地熱発電では、ポテンシャルの高い地域のほとんどが、自然公園法に基づく国立公園、国定公園、都道府県立自然公園に指定されており、新規開発が不可能に近い状況にある。これらについては、現行法による規制を緩和し、都道府県及び市区町村のレベルで協議して、その開発の可否を判断できるような仕組みを作るとともに、域内の再生可能エネルギー資源の情報を集約し、広域の資源管理を調整する機関を創設すべきである。

4.5 地域再生可能エネルギー機構

都道府県も市区町村も、再生可能エネルギー政策を実行するための経験や、組織力が不足している自治体が少なくない。再生可能エネルギー資源の分布は行政区域で分けられるほど単純なものではなく、例えば複数の自治体を流れる河川において、自然流水式の小水力発電所を建設するとした場合、発電所に水を引き込む以上は川の流れに対する影響は避けられない。そして、下流域に別の自治体の小水力発電所が既にある場合は、そちらの運用に影響がないかどうかを調査する必要がある。あるいは、地熱発電所を建設しようとした場合、その温泉脈が周辺にどの程度広がっているのかを調査し、近隣自治体に温泉地などがあれば、どの程度の温水利用が許容されるのかを調整しなければならない。更に、民間事業者が域内で再生可能エネルギー開発をするという計画を示した場合、その内容の精査や、地域住民等を交えた協議などを行うにあたっての調整も求められることになる。制度や統計情報が整備されたとしても、実際の利用にあたってのこういった問題への対処能力を、現在の地方自治体が直ちに備えられるとは考えがたい。この課題を解決するための手段として、地域再生可能エネルギー機構という仕組みを提示する。

ここで提示する地域再生可能エネルギー機構が担う役割は、地方自治体に対する再生可能エネルギー政策の補助と、地域の再生可能エネルギーの導入支援を行うという枠組みの

中で、大きく3つある。

一つ目は、域内における再生可能エネルギーの利用量と、ポテンシャルに関する情報の収集である。政府による統計情報から、域内における再生可能エネルギーの利用量やポテンシャルに関する情報をまとめ、更に個別の利用事例の情報も蓄積し、これらの再生可能エネルギー開発に必要となる詳細なデータを公開する。これによって、当該地域で再生可能エネルギー利用を行おうとする事業者等は、情報収集に手間をかけることなく、必要なデータを一括して得ることが出来る。

二つ目は、複数の自治体をまたぐ広域の再生可能エネルギー開発に対する、計画策定や利害調整の支援である。広域の再生可能エネルギー開発に際して、上記の収集した情報を基に、事業者が策定した計画に対する助言などの支援を行い、更に開発や資源管理について関係地域の自治体や住民等との利害調整が必要になる場合は、協議会などの場を設けて、円滑な資源利用の仕組み作りがなされるようにする。

三つ目は、地方自治体や民間事業者等による再生可能エネルギー開発への助言や支援である。再生可能エネルギーの利用にあたって必要となるのは、ポテンシャルやエネルギー供給量の見込みだけでなく、経済性の試算や環境負荷の想定などにも及ぶ。これらについては個別の事例毎に、事業者等に対して情報提供や助言を行う。また、太陽光発電と日照権など、今後再生可能エネルギー利用を巡る新たな民事紛争の要因となりうるような事例に対しても、調停の斡旋などを行う役割を付与することも考えるべきである。

再生可能エネルギー政策を実施するに当たっての都道府県、市区町村、そして地域再生可能エネルギー機構の各々の役割分担を整理すると表4-4のようになる。

地域再生可能エネルギー機構は、都道府県よりは狭く市区町村よりは広い地域で、再生可能エネルギーの導入に関する補助組織としての役割を果たす。都道府県や市区町村は、域内の再生可能エネルギー導入計画や条例の策定、補助事業の実施や供給事業など諸政策を行い、その際に様々なデータに基づく助言などを機構に求めるという構図である。実際

表4-4 各組織の役割

市区町村	域内の再生可能エネルギー導入計画・条例の策定 域内の再生可能エネルギー導入における補助事業の実施 再生可能エネルギーによるエネルギー供給事業の実施
地域再生可能エネルギー機構	複数の自治体をまたぐ広域の再生可能エネルギー利用における、計画策定と利害調整の支援 域内の再生可能エネルギー利用量及びポテンシャルに関する情報の収集と提供 地方自治体や民間事業者による再生可能エネルギー開発に対する助言と支援
都道府県	域内の再生可能エネルギー導入計画・条例の策定 広域の再生可能エネルギー事業に対する補助事業の実施 再生可能エネルギーによるエネルギー供給事業の実施 再生可能エネルギー事業に対する許認可

(出所) 筆者作成

に設置を進める際には、各地の再生可能エネルギー資源のポテンシャル試算を行い、そのポテンシャルに対する利用率が低い地域を中心に拡大していくといった方策をとることになるだろう。

5. 総括と今後の課題

本論文では、東日本大震災と福島第一原子力発電所の原子力災害により、わが国のエネルギー政策、特に再生可能エネルギー政策に与える影響を検証してきた。14基の原子炉が停止し、点検停止、故障停止などを含めると36基の原子炉が稼働しておらず、発電電力量は34%にまで低下している。更に今後、定期検査に入る原子炉や安全性検査のために停止中の原子炉の再稼働が伸びるとすれば、電力需給が逼迫することは避けられない。短期的には、火力発電の増強によって供給不足を賄うことはできるが、CO₂排出量の大幅な増加を招くことになる。原子力発電の信頼性が消滅した今、従来のエネルギー政策が目指していた原子力拡大によるエネルギー供給確保と、温室効果ガス削減というシナリオは全面的な見直しを迫られている。

中長期的な電力供給シナリオの一案として、再生可能エネルギーの拡大による原子力発電の段階的廃止と、火力発電の抑制について試算し、3.3で示したように2050年を目途とした国産エネルギーによる電力自給率は88%となり、年間2兆円規模の投資があれば実現可能であるという結果を得た。更に、4章では現行の再生可能エネルギー政策を転換すべき方向として、再生可能エネルギーと定義するエネルギー源の見直し、固定価格買取制度の全量全買取での導入、発送電分離による発電事業参入の自由化、補助制度及び財源の見直しと地方自治体への権限移譲の4つを提示した。特に、現在国会審議中の再生可能エネルギー特別措置法の見直しと、補助制度及び財源の見直し、地方自治体への権限委譲とそれを支援する仕組みとしての地域再生可能エネルギー機構の提示は、現行政策への提言として今後強く主張していく点である。

今後の研究課題として、再生可能エネルギーの拡大による原子力発電の段階的廃止のシナリオについて、特に経済性の検証を深めていく必要がある。各々の詳細な導入コストや、送電網の整備、原子炉の廃炉費用など目標達成までに要する総コストと、社会的負担を明確化していく。特に、送電網の整備や発送電分離後の系統コストについての研究についてはまだ国内で十分に行われてはおらず、この部分の研究を早急に進めていきたい。

参考文献

- 科学技術庁（1978）昭和53年版科学技術白書
- 経済産業省（2009）長期エネルギー需給見通し（再計算）
- 永続地帯研究会（2010）エネルギー永続地帯指標2010年版
<http://sustainable-zone.org/>
- 資源エネルギー庁（2010）エネルギー白書2010
- 資源エネルギー庁（2010）総合エネルギー統計2009年度版 エネルギーバランス表
- 経済産業省（2010）総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会・電気事業分科会買取制度小委員会（第9回）RPS法小委員会（第11回）合同会合配付資料 資料3. 再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について
- 経済産業省（2011）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案の概要2
- 東京電力（2011）福島第一原子力発電所1～4号機の廃止および同7・8号機の増設計画中止について

- <http://www.tepco.co.jp/cc/press/11052003-j.html>
中部電力（2011）浜岡原子力発電所の運転停止要請への対応について
- http://www.chuden.co.jp/corporate/publicity/pub_release/press/3156075_6926.html
中部電力（2011）浜岡原子力発電所における緊急安全対策について（概要）
- http://www.chuden.co.jp/corporate/publicity/pub_release/press/___icsFiles/afiedfile/2011/05/23/0420.pdf
太陽光発電普及拡大センター（2011）平成 22 年度 住宅用太陽光発電補助金交付決定件数・設置容量データ（平成 23 年 1 月 25 日）
- http://www.j-pec.or.jp/information/doc/pdat_h22koufu_20110125sl.pdf
U.S. GAO(1986) NUCLEAR REGULATION - Financial Consequences of a Nuclear Power Plant Accident.
- <http://archive.gao.gov/d4t4/130447.pdf>
日本経済新聞 全原発、災害時の安全性調査 経産相表明 2011 年 7 月 6 日
- <http://www.nikkei.com/news/headline/article/g=96958A9C93819481E2E4E2E2948DE2E4E2E5E0E2E3E39F9FE2E2E2E2>