

報告

エネルギー政策の選択肢に係る調査報告書



平成23年(2011年)9月22日

日本学術会議

東日本大震災対策委員会

エネルギー政策の選択肢分科会

本報告は日本学術会議東日本大震災対策委員会 エネルギー政策の選択肢分科会での審議の結果を取りまとめ、東日本大震災対策委員会の承認を得て報告書として公表するものである。

東日本大震災対策委員会 エネルギー政策の選択肢分科会

委員長	北澤 宏一	(第三部会員)	独立行政法人科学技術振興機構理事長
副委員長	今田 高俊	(第一部会員)	東京工業大学大学院社会理工学研究科教授
幹事	馬越 佑吉	(第三部会員)	大阪大学名誉教授
幹事	矢川 元基	(第三部会員)	東洋大学計算力学研究センターセンター長・教授
委員	小林 良彰	(第一部部長)	慶應義塾大学法学部教授・同大学多文化市民意識研究センター長
	鷺谷 いづみ	(第二部幹事)	東京大学大学院農学生命科学研究科教授
	海部 宣男	(第三部会員)	放送大学教授、自然科学研究機構国立天文台名誉教授
	笠木 伸英	(第三部会員)	東京大学大学院工学系研究科教授
	西尾 章治郎	(第三部会員)	大阪大学大学院情報科学研究科教授
	北島 政樹	(連携会員)	国際医療福祉大学学長
	松村 敏弘	(連携会員)	東京大学社会科学研究所教授

東日本大震災対策委員会

委員長	広渡 清吾	(会長)	専修大学法学部教授
副委員長	唐木 英明	(副会長)	東京大学名誉教授
幹事	浅島 誠	(第二部部長)	産業技術総合研究所フェロ-兼幹細胞工学研究センター長
幹事	岩澤 康裕	(第三部部長)	電気通信大学電気通信学部量子・物質工学科教授
委員	大垣 眞一郎	(副会長)	独立行政法人国立環境研究所理事長
	秋山 弘子	(副会長)	東京大学高齢社会総合研究機構 特任教授
	小林 良彰	(第一部部長)	慶應義塾大学法学部教授・同大学多文化市民意識研究センター長
	木村 茂光	(第一部副部長)	東京学芸大学教育学部教授
	酒井 啓子	(第一部幹事)	東京外国語大学大学院地域文化研究科教授
	白田 佳子	(第一部幹事)	筑波大学大学院ビジネス科学研究科教授

福井 次矢	(第二部副部長)	聖路加国際病院院長
山本 正幸	(第二部幹事)	東京大学大学院理学系研究科教授
鷺谷 いづみ	(第二部幹事)	東京大学大学院農学生命科学研究科教授
後藤 俊夫	(第三部副部長)	中部大学副学長
池田 駿介	(第三部幹事)	建設技術研究所池田研究室長
永宮 正治	(第三部幹事)	J-PARCセンター長
有本 建男	(特任連携会員)	独立行政法人科学技術振興機構社会技術研究 開発センター長、研究開発戦略センター副センタ ー長

要旨

2011年3月11日に発生した東日本大震災に続く東京電力福島第一原子力発電所の事故は、日本社会のみならず世界各国に大きな衝撃を与えた。発生から6ヶ月を経過した今もって住民の避難生活、飛散する放射性物質による被ばくや汚染への脅威を解消する見通しは立っていない。わが国の基幹エネルギーである原子力発電の深刻な事態により、エネルギー政策の基本的な議論を余儀なくされている。エネルギーは人類が生きていく上で必須なものであるが、その政策に関わる議論は、現在世代と将来世代の間で地球環境と資源の便益配分の公平性を左右すると言う、深淵な問題をも提起している。

日本学術会議では、この問題の重要性・緊急性に鑑み、速やかに社会に対して「今後のエネルギー選択のあり方」について提起すべきと考え、東日本大震災対策委員会にエネルギー政策の選択肢分科会を設置し検討を進め、2011年6月24日に「日本の未来のエネルギー政策の選択に向けて一電力供給源に係る6つのシナリオ」として提言した。

本報告は、日本学術会議憲章¹の規範と精神に基づき、東日本大震災に続く東京電力福島第一原子力発電所事故後の困難な現状を抱える日本社会に向けて発出するものであり、さきの提言の内容である日本のエネルギー政策の選択肢（6つのシナリオ）を、その基礎となる要素の検討や試算とともに具体的に提示することを目的としている。シナリオには、視野を拓げるため、また公平性を期するためにも、極端とも見えるケースも敢えて含めた。

これらのうちどのシナリオを選択するかは国民の意思に基づく政策の判断であり、日本の学術を代表する公的機関である日本学術会議としては、現時点でその選択の方向を示そうとするものではない。どのシナリオにも、大きな問題点や解決すべき困難がある。またその予測においても、科学的に見通せない不確かさが存在する。それらを含め、それぞれのシナリオについて広く国民や政策担当者が考え、問題点や課題を共有することが、本報告の目的である。

以下に、これらのシナリオを考え検討する上で重要となるエネルギー選択のポイントを示し、国民の議論に寄与したい。

1. エネルギー選択には、解決すべき課題とリスクがある。

¹ 日本学術会議憲章は、「日本学術会議は人文・社会科学と自然科学の全分野を包摂する組織構造を活用して、普遍的な観点と俯瞰的かつ複眼的な視野の重要性を深く認識して行動する」（第2項）、また、「科学に基礎付けられた情報と見識ある勧告および見解を、慎重な審議過程を経て対外的に発信して、公共政策と社会制度のあり方に関する社会の選択に寄与する」（第3項）と規定し、さらに2004年4月20日声明「社会との対話に向けて」は、「科学者と社会が互いに共感と信頼をもって協同すること」を説いている。

エネルギー政策の選択について、さきの提言において「電力供給源に係る 6 つのシナリオ」を提起した(後掲参照)。シナリオを選択する際の基本的論点は、安定供給性、環境適合性(安全性)、経済効率性であるが、とりわけ留意すべき点は、次の 3 つである。①原子力エネルギーは、温室効果ガスを排出しない安定した電力供給が可能であるが、今回明らかになったように放射能汚染を伴う甚大な事故の可能性がある。コスト面でも大幅な見直しが必要であり、また、放射性廃棄物の長期にわたる増加と管理という重大な課題を子孫に遺す問題点がある。②化石エネルギーは、安定した電力供給を可能とするが、いずれの燃料も温室効果ガス排出が避けられず、長期的に引き起こされていくかもしれない気候変動のリスクがあり、また、原子力エネルギーと同様、資源の枯渇や国際的な需給バランスの変化により、価格変動のリスクがある。③再生可能エネルギー²は、温室効果ガス排出や放射能汚染の恐れはないが、その導入拡大のためには GDP の 1% 近いかなり大きな新規投資を長期間にわたり継続する必要があり、その経済的負担の分配、設備設置に要する土地の確保、景観や環境・生物多様性等の問題対応に摩擦が発生するリスクがある、というものである。このような長所短所を併せ持つエネルギー源を、時間軸と共に、いかにして各種リスクを最小にして利用するかがエネルギー政策の本質である。

2. エネルギー選択には、国の安全保障も関わっている。

エネルギー政策を考える場合には、国民生活の安全保障の観点が必要である。資源の自給率の向上を図るとともに、原子力燃料や化石燃料など輸入に頼らざるを得ない資源については、供給源の多様化や有事のための備蓄までを含めた対策が求められる。

3. エネルギー選択には、時間的要素を考慮したビジョンが必要になる。

エネルギーの選択や転換には、時間的要素が考慮されねばならない。例えば、原子力から化石エネルギーへの転換には 2、3 年程度でも大規模な移行は可能であるが、再生可能エネルギーの大幅導入はそれに比べかなり長い時間がかかる。また、原子力発電所の立案から設置までには 10 年程度かかるのが通例であるし、炉の廃棄や放射性廃棄物の処理にはさらに長い時間がかかる。一方、化石エネルギーや原子力の資源枯渇は、数十年から百年程度、地球温暖化リスクの回避を求める国際的な約束である温室効果ガス排出量の削減目標を達成するための期間は、10～40 年である。

なお、放射能に対する不安は、時間的問題というより原発事故の可能性に対する確率的問題とも言える。また、甚大な事故が起きた際は、住民、原子力発

² 絶えず補充される自然のプロセス由来のエネルギーであり、太陽、風力、バイオマス、地熱、水力、海洋資源から生成されるエネルギー、再生可能起源の水素。

電所や協力会社等の従事者に放射能の影響が及ぶこととなる。これら放射能に対する不安をただちにゼロにする道を選ぶ場合には、当面化石エネルギーに移行せざるを得ない。しかしながら、前述の温室効果ガス排出量の削減目標を考慮すると 10～40 年の時間経過の中で、再生可能エネルギーの技術革新を進めて導入拡大を加速させる必要がある。一方、古い型の原子炉に代わる安全な原子炉が提案されて原子力が再導入される可能性もあり得る。このように、エネルギー政策を考える場合には、当面の短期的対策、今後 10-30 年の中期的な移行策、さらに 30 年以降を見越した長期的対策を踏まえたビジョンの上に立つ必要がある。

4. エネルギー選択には、何を選択するかに関わらず省エネルギーが重要な前提条件になる。

今回の事故が起こらずとも人類のエネルギー消費は先進諸国のレベルで見れば限界に来ており、地球温暖化への対応も含め省エネルギーは人類社会の長期的な重要課題になっている。日本では人口の減少があるとはいえ一人あたりエネルギー消費の抑制が求められ、今回のエネルギー危機はこの課題の重要性をさらに高めた。生活の質をあまり下げずにエネルギー消費を大幅に低減する有効な手段として、発電、ものづくり、交通物流、事業、生活のあらゆる場面でのエネルギー効率を向上させることが必要である。コンバインドサイクル発電、電気と熱を併給するコージェネレーション、建築物の断熱、高効率ヒートポンプ、地中熱を使った家庭やビルなどの冷暖房、プラグインハイブリッド車、スマートグリッドなど新たな省エネルギー技術の導入も積極的に推進する必要がある。

5. エネルギー選択には、国民の理解と合意が必要になる。

安全性はもちろん緊急の課題だが、中、長期的には化石エネルギーから温室効果ガスの排出がないエネルギー源への転換を経済や国民生活が許す限りの速度で進めて行くことも重要である。数 10 年先を見越した未来の主たるエネルギー源が原子力と再生可能エネルギーのいずれになるかは、安全性と短期的・長期的放射能リスクが国民に受容できるレベルに改善されるか(例えば新規の原子力発電所立地が受容されるか)、また再生可能エネルギーのコスト、供給安定性、必要とする土地の確保、景観の保持などについて国民に受容されるかに懸かるであろう。

こうした国民の理解と合意を得るためには、基礎的なデータが必要である。本分科会では、さきに述べたように、国のエネルギー計画立案においては、安定供給性、環境適合性(安全性)、経済効率性に対して総合的な配慮が必要であ

るとの基本認識を得たが、そうした判断と合意を科学的に、あるいは論理的に形成するには、客観的な定量的データが必須であることも再確認した。例えば、各種電源の発電コストについては、これまで関係省庁、研究機関、企業などから試算例の報告があるが、それらの間には有意な相違が存在し、それは算出にあたっての前提条件の相違に依るところが大きい。本報告では、新たな試算による数量データも引用するが、そこには不確かさが存在することも事実である。今後、こうした基礎データを整備し、科学的なエネルギー計画立案の方法を確立するために、研究開発を進めることも極めて重要である。

6. エネルギー選択には、諸外国の動向にも目を向ける必要がある。

福島における原子力発電所事故の影響は、すでに海外諸国にも及び、欧州の一部諸国、ドイツ、オーストリア、スイス、イタリアなどは脱原子力の方向に向かって歩み始めることを国として選択した。一方、フランス、アメリカ、中国、イギリスなどは従来のエネルギー政策に特に変更は無いとしている。なお、欧州、中国、アメリカなどでは再生可能エネルギーへの投資が急速に伸びており、世界全体では原子力発電を超える設備容量になったことも、重要な動きである。これらいずれの諸国も、今後の世界のエネルギー情勢の変化と技術情勢の変化との中で不断の検討・修正を活発に行っていくことになるだろう。わが国も海外情勢の変化を見極めつつ、技術投資や制度設計を含め最適な政策へ見直しを図っていく必要がある。

なお本報告では、当面の議論を出来る限り具体的に促進するために、6つのシナリオの各々について、必要となる設備投資額や電力料金の推移など、参考資料（〈参考2〉、〈参考3〉）に本分科会委員長の責任の下、試算（以下単に「試算*」という。）を行い、分科会における審議の参考にした。この試算*結果は、前提とする条件や技術変化などにより大きく変わり得るものといえる。そのような不確かさや、資料中に明示された前提条件を踏まえた上で参考にされたい。日本のこれまでのエネルギー政策もこの不確かさの上に築かれていることも、指摘しなければならないだろう。そして、今後の研究・改善が必要であることを付言する。このような検討のためには、よりの確で最新のデータや情報が必要であり、多くの機関からの情報の公開が必要である。日本学術会議は今後この種の情報の公開を期待する。

6つのシナリオは、その一つを選ぶこともできるし、あるいは、中間形態、さらには時間的に路線の見直しを行っていくなど、様々なシナリオの立案もありうる。前にも述べたように本報告は、現時点でいずれかのシナリオに優先的に

方向づけることを意図していない。そのいずれにもまだ不確かさがあり、いずれも困難な道である。エネルギー政策の選択は、今後、前述のエネルギー選択のポイント1～6で述べたような幅広い複合的な観点からの長期にわたる検討が必要である。

日本学術会議は、全専門領域のそれぞれの立場から社会に向けて客観的な情報と知識を提供し、積極的に国民の疑問に答え、主権者たる国民がその意思決定を行っていくに当たって必要な議論に科学的な助言を提供する責務がある。本分科会は、東日本大震災の直後に専門分野を横断する構成をもって設置され、日本学術会議第21期末までの半年間という限られた活動期間の中で報告書を作成した。そのため、各問題点について今後引き続き掘り下げが必要であると考えている。この報告は、「3月11日」を契機として、日本学術会議がエネルギー政策の選択を21世紀の人類社会的問題として取り組んでいく出発点であり、今後のより総合的な検討に引き継がれるべきものである。

<記> 本分科会の中間提言（2011年6月）で提示した「電力供給源に係る6つのシナリオ」

- A 速やかに原子力発電を停止し、当面は火力で代替しつつ、順次再生可能エネルギーによる発電に移行する。
- B 5年程度かけて、電力の30%を再生可能エネルギー及び省エネルギーで賄い、原子力発電を代替する。この間、原子力発電のより高い安全性を追求する。
- C 20年程度かけて、電力の30%を再生可能エネルギーで賄い、原子力発電を代替する。この間、原子力発電のより高い安全性を追求する。
- D 今後30年の間に寿命に達した原子炉より順次停止する。その間に電力の30%を再生可能エネルギーで賄い、原子力による電力を代替する。この間、原子力発電のより高い安全性を追求する。
- E より高い安全性を追求しつつ、寿命に達した原子炉は設備更新し、現状の原子力による発電の規模を維持し、同時に再生可能エネルギーの導入拡大を図る。
- F より高い安全性を追求しつつ、原子力発電を将来における中心的な低炭素エネルギーに位置付ける。

目 次

第 1 章 エネルギー（電力）選択に関する基本的な視点

- (1) エネルギー資源とその課題について 1
- (2) エネルギー選択における評価指標 2
- (3) 各エネルギー源における評価指標から見たリスク 2
- (4) 時間的要素 3
- (5) 省エネルギーの動向 3
- (6) 温室効果ガス排出削減の目標 4

第 2 章 電力供給源に係る 6 つのシナリオの概要

- (1) シナリオ A 6
- (2) シナリオ B 8
- (3) シナリオ C 10
- (4) シナリオ D 11
- (5) シナリオ E 12
- (6) シナリオ F 14

第 3 章 シナリオを考える際の論点

- (1) 原子力発電の現状と課題について 16
- (2) 化石エネルギーの現状と課題 21
- (3) 再生可能エネルギーの実現性と課題 24
- (4) 再生可能エネルギー（太陽光発電と風力発電）と系統安定の問題 . . 32
- (5) 再生可能エネルギーにおける日本の技術 34
- (6) 日本の総エネルギー消費量の再生可能エネルギー化による代替 . . 35
- (7) 世界のエネルギー状況 36
- (8) 発送電分離 39

むすび 40

<参考資料> 41

- 参考 1 エネルギー政策選択肢の評価指標（エネルギー、環境、経済の 3E）
- 参考 2 評価指標による比較
- 参考 3 6 つのシナリオにおける各種試算*
- 参考 4 平均的な 1 日の時間別電源別発電量の予測
- 参考 5 ドイツの The Ethics Commission for a Safe Energy Supply 委員

会から 2011 年 5 月 30 日にメルケル首相に宛てた提言書

参考 6 ドイツ自然科学アカデミー-Leopoldina の提言 要約

参考 7 各国のエネルギー政策

参考 8 各国の電源別エネルギー構成

<引用文献> 68

第1章 エネルギー（電力）選択に関する基本的な視点

2011年3月11日に発生した東日本大震災に続く東京電力福島第一原子力発電所の事故は、大震災・大津波による被災者に加えて広域放射能汚染による大量の被災者や耕作・居住不能地域を生みだし、その影響は非常に長期化する見通しである。この大事故を契機に、我が国はもちろんのこと世界的にもエネルギー（電力）供給の将来見通しなどについて活発な議論が行われている。

日本の学術を代表する公的機関である日本学術会議は、この大規模原子力災害の発生を深く憂慮し、科学者としての責任を痛感するものである。

我が国では、原子力発電がエネルギー基本計画における中核として位置づけられてきた。ここでは、現状における電力供給の最大のシェアを占める化石エネルギー、将来必然的にシェアが拡大されるであろう再生可能エネルギーなどを含むエネルギー構成に関して、将来に向けてどのような選択が現実的なものとして考えることができるのかを検討した。

原子力発電は、福島第一原子力発電所での事故後、国内外を問わずその取り扱いが論争の的となっている。本報告では、エネルギー計画において、事故によって社会的にインパクトを与えた原子力発電をどのように扱うかに焦点をあて、今後30年間における時間軸に沿ったエネルギー源構成比の計画的変化に関するモデルを6つのシナリオとして整理し、以下の基本的な視点をベースにそれらのシナリオに関して検討および予測を行った。

(1) エネルギー資源とその課題について

人類の消費するエネルギーの総量は、太陽から地球表面に降り注ぐ太陽光エネルギーと比べれば1万分の1程度に過ぎない。しかし、それは、現代の人間活動の相当部分を維持するためにはならないものであり、エネルギー政策の将来を考えることは、今後の人類社会の持続性に関する議論において本質的な重要性をもっている。特定のエネルギー源の利用が持続可能かどうかは、それを支える資源の供給見通しおよびその利用がもたらす人類に有害な排出物が許容範囲内に抑えられるかどうかによって判断される。現在、利用されているエネルギー源は、持続可能性の視点からみると次のような特徴がある。

化石エネルギーは、その原料の埋蔵量が有限な枯渇性の資源であり、その利用による温室効果ガスの排出は気候変動を招く恐れがある。

また、原子力発電は発電時の温室効果ガスの排出は避けられるが、資源としてのウランは有限であり、放射能汚染という危険性を抱えている。

再生可能エネルギーは、太陽エネルギーを直接あるいは間接的に利用する太陽光発電、水力、風力、バイオマス、および地殻のエネルギーを利用する地熱

発電がある。人間活動のタイムスケールにおいては、永続的なエネルギー源といえる。また、温室効果ガスの排出も概して少なく、環境汚染は問題にならない。しかし、現状では太陽光や風力発電は、設備に比較的広大な土地を要し、総合的コストが割高であり電力系統への接続に関する技術的問題、発電の時間的変動など、技術的に克服すべき課題が残されている。

このように、それぞれのエネルギー源は、現状では、人々の暮らしと産業を支えるエネルギーとして環境に悪影響を与えることなく低コストで安定的供給が可能かにおいて一長一短がある。問題の中には今後の技術開発で容易に解決可能なものもあれば、制御がきわめて難しいものもあり、国民の安全保障に関しても異なる帰結をもたらす。

どのようにエネルギーを構成して、将来世代を含めた国民の福祉に資するかは、国毎に技術開発、経済や産業、温室効果ガス排出削減などを考慮しつつ、国民の合意により選択されるべきものである。その際、各国の政策の総合的な帰結が地球全体としての持続的エネルギー需給の要件と整合しなければならない。

また、技術的な課題や経済的な課題だけでなく、エネルギー消費に伴う利益分配、さらには価値観や倫理観なども関係するため、誰もが合意するシナリオを形成することは難しい課題である。本報告の意図は、客観的な事実およびその予測を提示することにより、国民の選択に資することである。

(2) エネルギー選択における評価指標

エネルギーの構成についての政策を立案するにあたっては、個別のエネルギー源について3つの指標によって評価することが有用である。エネルギー政策の基本ともいえる「供給の安定性の確保」、「環境面における安全性」及び「経済効率性」である。この3つの指標は、いくつかの下位指標によって評価できる（＜参考1＞および＜参考2＞参照）。特に供給の安定性については「エネルギーの安全保障」の側面からみることもでき、その強化のためには、資源生産地から最終消費者に至るまでの安定的な供給体制の構築が欠かせない。また、省エネルギーやきめ細かなエネルギー構成についても目を向ける必要がある。これらの多様な評価指標について、どのような指標を判断の主な基準とするかによって、エネルギー政策の選択に関する判断は異なったものとなる。

(3) 各エネルギー源における評価指標から見たリスク

各エネルギー源の評価指標を基に評価する際には、国民生活の安全保障の観点やリスクについて、特に注視する必要がある。

原子力発電には、今回の事故のような放射性物質の広域への飛散を招く甚大

な事故の危険性があり、また、これまで低いとされてきたコストも、大幅な見直しが必要になる。技術的に未解決の廃炉や蓄積する放射性廃棄物等の処分についても、将来世代にリスクを負わせることになるという、世代間の衡平性に抵触する問題が存在する。

化石エネルギーは、資源枯渇や国際的な争奪による価格変動のリスクがあり、すでに述べたように、温室効果ガス排出に伴う地球温暖化などの気候変動を招く恐れがある。

再生可能エネルギーは、我が国ではまだ十分に普及しておらず、今後導入を進めようとした場合、そのコスト負担の問題があり大型発電設備を設置する場合には、周辺環境との摩擦が生じる可能性もある。

このように、どのエネルギー源についてもリスクがある点を踏まえ、今後のエネルギー選択を考えることが重要である。

(4) 時間的要素

これからのエネルギーを考える上では、エネルギー源の構成割合をどのような期間で変えていくかが重要なポイントとなる。

再生可能エネルギーの大幅導入は10年単位の長い時間がかかる。また、原子力発電所は立案から設置まで10年以上かかるのが通例であり、炉の廃棄や放射性廃棄物の処理にはさらに長い時間がかかる。一方、化石エネルギーやウランは数十年から百年程度で資源の枯渇がおきると予測され、地球温暖化リスクの回避を求める国際的な約束における猶予期間は10～40年程度に設定されている。このように、エネルギー政策を考える場合には、当面の短期的対策、今後10～30年の中期的な移行策、さらに30年以降を見越した長期的なビジョンに分けて検討する必要がある。

長期的なビジョンとしては、電力だけでなく日本全体のエネルギーをどのように考えるかが重要になる。それを再生可能エネルギーで賄うことも想定されるが、他のエネルギーもあり得るか、現時点では明確ではない。核融合などの可能性もあるが、30年以降の長期的なビジョンについては、本報告では詳細な検討に至っていない。

(5) 省エネルギーの動向

エネルギー需給の調整を図るにあたっては、まずエネルギー消費総量の節約が最も即効性があり、かつ、有効な方法である。そのためには、生活、ものづくり、食料生産、交通運輸、発電などのあらゆる場面でのエネルギー利用の高効率化と物質循環量の削減、すなわち、省エネルギー、省資源が有効である。

地球の資源にはすでに限界が見えており、より広域的・長期的な視点から、

地球の人口が増大する中で人々が一定の生活レベルを保つためには、一人当たりのエネルギー消費量を減らす努力が必須である。すなわちGDP当たりのエネルギー消費量、温室効果ガス排出量の少ない暮らしや経済への移行は重要な課題となっており、これらの目標の達成を前提にしてエネルギー需給の将来計画を描く必要がある。本報告におけるシナリオ予測でも一定程度の省エネルギーが電力においても行われることを前提としている。

その上で、一次エネルギーの種別供給計画、産業・運輸・民生用エネルギー需給計画、エネルギー輸送と貯蔵を含めた需給の時空間的平準化などを考慮することが求められる。エネルギー利用効率を高めて、エネルギー消費総量を減らしていくことは、長期的にも短期的にも重要な課題と言える。

2011年夏期においては、東日本大震災の影響により、原子力発電所の稼働停止などの影響で東京電力、東北電力、関西電力管内では15%の節電要請、中部電力、北陸電力、九州電力管内では数値を示していないが節電要請がなされた。これについては、各方面の努力により需要は供給可能な範囲内に納まったが、今後の電力供給を考えた場合、少なからず「がまんを伴う」現状での節電から、生活や産業への制約を伴わない形での省エネルギーにより電力使用量を減らす取り組みへと昇華させることが課題となる。それは、発送電、さまざまな形態の蓄電、直流交流変換、燃料生産等のエネルギー生産から、運輸（自動車など）、各種製造プロセス、家電効率、住宅断熱、食料生産（農林業）など、多岐にわたる消費の場面における技術革新を必要とする。一方、火力発電と同時に発生する熱を利用するコージェネレーション等により、全体としてエネルギーの利用効率を改善する方法が開発されており、省エネルギーに寄与することが期待されている。

また、省エネルギーと電力安定供給のためのスマートグリッドの技術も成熟しつつあり、その導入が提案されている。これは、IT化した電力網とスマートメータ等により需要を制御するシステムであり、プラグインハイブリッド車への蓄電や燃料電池等と組み合わせることで、電力使用のピークシフトに寄与し、「必要なときに」「必要なところへ」「必要なサービスを」「必要な量」届けることを可能とする。スマートグリッドについてはすでに実証実験が行われる段階に入っている。

(6) 温室効果ガス排出削減の目標

2009年のラクイラ・サミットでは、先進国全体で1990年比又はより最近の複数の年と比して、2050年までに80%又はそれ以上の温室効果ガス排出削減の目標が支持されている。さらに、2009年の国連気候変動首脳会合において、我が国はすべての主要国による公平かつ実効性ある国際的枠組みの構築及び

意欲的な目標の合意を前提として 1990 年比で 2020 年までに温室効果ガスを 25%削減することを表明した。この達成のため、エネルギー基本計画[1]では、2030 年までに温室効果ガスを排出しない発電(ゼロエミッション電源)を 70%に、2020 年には約 50%以上とすることとしている。

現在の電源構成に占めるゼロエミッション電源は、34%(原子力発電及び再生可能エネルギー)であり[1]、この目標達成のためには、ゼロエミッション電源の割合を大幅に増大させる必要がある。

第2章 電力供給源に係る6つのシナリオの概要

本分科会で提言した6つのシナリオの概要を以下に示す。

シナリオには、視野を拡げて考えるため、また偏見にとらわれない公平性を期するためにも、極端とも見えるケースも敢えて含めている。

これらの各シナリオを具体的にイメージし、議論が促進されるよう、本分科会委員長の責任の下で、今後の必要発電量、設備投資額や電力料金の推移などについて、前提条件を明らかにして定量的な試算*を試み、それを<参考3>にシナリオごとにまとめている。以下のシナリオ説明では、それを適宜参照していく。

なお、原子力エネルギー、化石エネルギー、再生可能エネルギー等の電源別の発電構成の今後の時間的推移をグラフ化することで各シナリオの特徴を可視化した。

実際のコストや電力料金などには、さまざまな技術的・社会的な要因が影響し、将来予測には大きな不確実性が伴う。したがって、ここで示すのは、現在、ある程度の妥当性をもつと考えられるコストなどを前提としたものである。今後のさまざまな変動要因により、試算*結果の将来予測としての妥当性は、必ずしも保障されるものではない。

(1) シナリオ A

速やかに原子力発電を停止し、当面は火力で代替しつつ、順次再生可能エネルギーによる発電に移行する。

① 概要

我が国には、原子力発電所が54基存在しており、それぞれ13ヶ月毎に定期検査等を行うこととなっている。この定期検査と東日本大震災等により既に停止しているものも含めて、2012年夏までにすべての原子力発電所が一旦は停止することとなる。大地震等の自然災害や予期しない事故等に対する原子炉の安全性に関する国民の不安が払拭されず、各地で停止した原子力発電所を再稼働しないとの意志決定がなされる場合を想定した。当面の電力の不足分は、節電および、現状稼働可能な火力発電所等で賄う。

原子力発電所による電力供給を可能な限り代替するため、一時的に火力発電所の稼働率を50%程度から70%程度まで引き上げることになる。その際に必要な追加燃料費は現状では1兆5,000億円/年程度と見積もられるが[2]、節電が行われた場合にはこれを減額できる。

同時に、再生可能エネルギーへの代替を急ぎ、2020年および2030年における国際約束を果たすべく温室効果ガス排出量の削減に取り組む。(再生可能エネルギーの導入量は、シナリオBと同じと仮定した。)

図 1 に電源別発電構成の推移を示す。

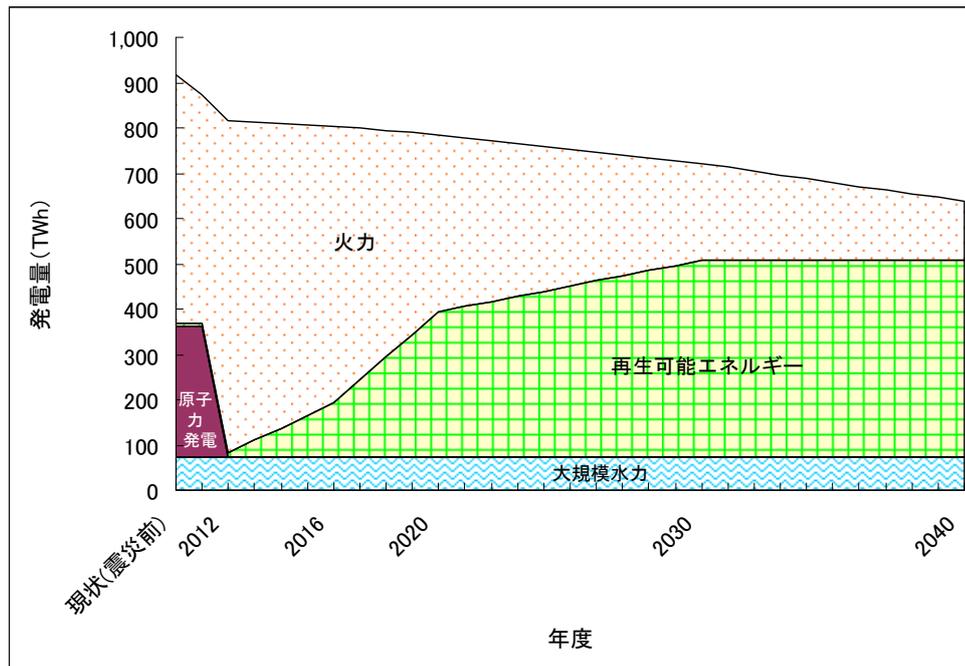


図 1 シナリオ A における電源別発電構成

② 社会への影響等

このシナリオは、事故による放射能汚染のリスクを回避できることに加え、各発電所内はもとより国内における放射性廃棄物の蓄積をただちに抑制できることから、将来世代へ残す「負の遺産」が最も小さくて済む。日本経済研究センターの試算によれば、原子力発電所を再稼働させず、現存の火力発電所について、稼働率を向上させつつ代替した場合、2012年夏に10.7%の節電を余儀なくされる[2]（なお、本試算*では各シナリオ共通で、15%の節電を実施することを前提としている）。その結果、電力不足の影響として、我が国の実質 GDP は2012年夏には2.2%（11兆円）程度押し下げられるとされる。また、その後火力発電所を計画的に増設しても、潜在 GDP²が2020年までの年平均で1.2%（7.2兆円）程度押し下げられるとの試算がなされている[3]。化石燃料輸入量の増加と、電力不足による生産の縮小等で貿易収支が悪化し、いずれ経常収支も赤字になるとの試算も示されている。

また、日本エネルギー経済研究所によれば代替エネルギーとしての火力発電所の追加燃料費やその値上がり、再生可能エネルギー導入に関する費用等が電力料金に反映され、一般家庭では電力料金が月に1,000円程度上昇すると予測されている（火力代替のみを考慮）[4]。

産業界などからは我が国の産業の海外移転などを招き経済的な損失が大きいとする指摘がある。一方、経済産業省の報告書「再生可能エネルギーの

³ 経済の過去のトレンドから見て平均的な水準で生産要素を投入した時に実現可能な GDP(内閣府 HP)。

全量買取制度の大枠について」などでは再生可能エネルギーへの転換は地域経済の発展を招き、雇用に大きく貢献するという見方もある[5]。

原子力発電に依存しないエネルギー計画の差し迫った必要性が、再生可能エネルギーの技術開発や投資に弾みをつけるというプラスの効果も期待される。

日本経済研究センターによれば、相対的に温室効果ガス排出量の少ない原子力発電から、多い火力発電への代替により排出量は年間 7,500 万 t 以上増え [2]、これは事業用発電総排出量の 21%程度、日本の総排出量 (2009 年) の 6.1%にあたる。温室効果ガス排出量削減に対する国際約束を果たすためには、再生可能エネルギーへの転換を急ぐことや一層の省エネルギーが求められる。

(2) シナリオ B

5 年程度かけて、電力の 30%を再生可能エネルギー及び省エネルギーで賄い、原子力発電を代替する。この間、原子力発電のより高い安全性を追求する。

① 概要

原子力発電による発電量 30%を節電で 15%、再生可能エネルギーで 15%代替する。5 年間に火力発電所等について新設または既設の稼働率向上を実施しつつ、再生可能エネルギーの発電設備関連の工事を加速させ、総発電量の 15%まで拡大することで、原子力発電を連続的に減らして行く影響を最小化する。既存の全原子力発電所は 5 年間で計画的に停止させる。

なお、その後、火力発電から再生可能エネルギーへの代替を進め、2020 年および 2030 年における国際約束を果たすべく温室効果ガス排出量の削減に取り組むことを前提としている。

図 2 に電源別発電構成の推移を示す。

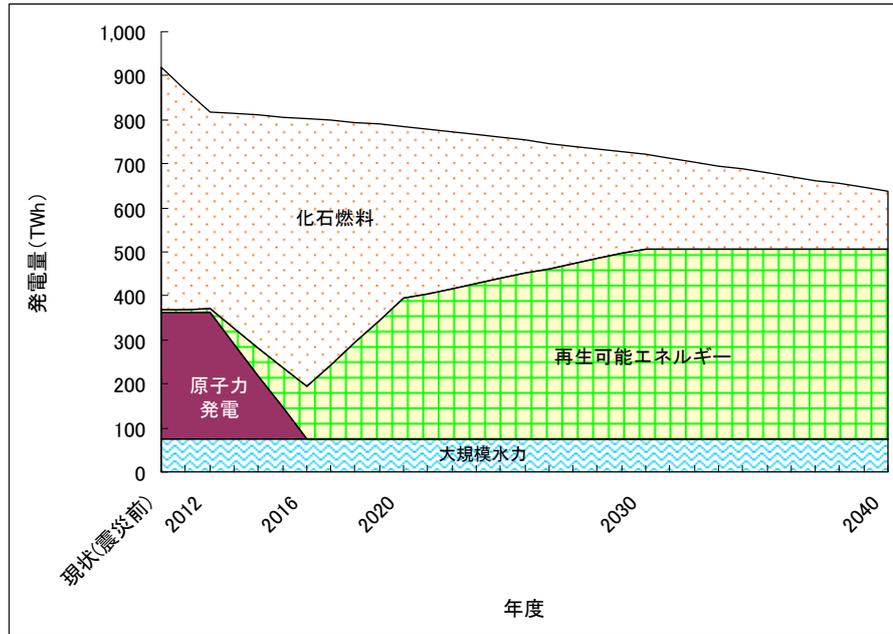


図 2 シナリオ B における電源別発電構成

② 社会への影響等

シナリオ B では、5年間で再生可能エネルギーを電力の15%分導入するため、国民や産業経済界の積極的な協力が不可欠となる。また、5年間で発生する大きな初期投資を誘導するための施策（特に、電力固定価格買取制度（FIT）、補助金等）が重要となってくる。5年後の再生可能エネルギーの導入規模としては、太陽光は住宅320万世帯程度、公共施設及び工場等に60万箇所程度、また、メガソーラー等の事業用発電の導入も推定される。風力については陸上風力1MW級・2MW級合わせて1万7,000箇所程度の導入が推定される。これらにより電力価格は、5年後には最大で（再生可能エネルギー設備のコストが変わらないとして）家庭の電力料金が1ヶ月当たり800円程度値上がりする。なお、これは現在の電力料金が原子力発電のコスト5.9円/kWhを前提に決められているとして試算*したものである。今後原子力発電のコストが見直された場合は変更が必要になる。参考に12.23円/kWh、20.2円/kWhとした場合についても試算*しているが、試算*結果とその内容を説明する備考は<参考3>シナリオBの「ウ 発電コストの推移と標準家庭における電力料金の増減」に示す。

シナリオ A より4年先になるが、原子力発電の安全上のリスクをシナリオ C~F よりも短期間で回避できる。再生可能エネルギー設備の早期大量導入により、国内の関連産業を早期に発展させることができる。ドイツでは国内投資が現時点で4兆円に達し、国民1人当たり年間5万円の投資に相当する。

シナリオ B は、ただちに日本の投資5兆円/年を必要とするが、1人当た

りで比べればドイツを若干下回る(国民1人当たり同投資額とすると日本では6兆円の投資に相当する)。一方で、ドイツでは再生可能エネルギーの直接雇用増分が30万人、間接雇用を含めると100万人である(ドイツDFG協会、2010)。日本の原子力産業の雇用は約7万人とされる[6]。これらのことから、再生可能エネルギーへの投資増は雇用増を産み出すことも注目される。

(3) シナリオ C

20年程度かけて、電力の30%を再生可能エネルギーで賄い、原子力発電を代替する。この間、原子力発電のより高い安全性を追求する。

① 概要

20年間で再生可能エネルギーの大規模な導入を図りつつ、原子力発電の発電量の代替および温室効果ガス排出量の削減目標を達成する程度まで化石エネルギー発電を代替する。既存の全原子炉については、安全対策を行いつつ、2030年までに計画的に停止させる。

図3に電源別発電構成の推移を示す。

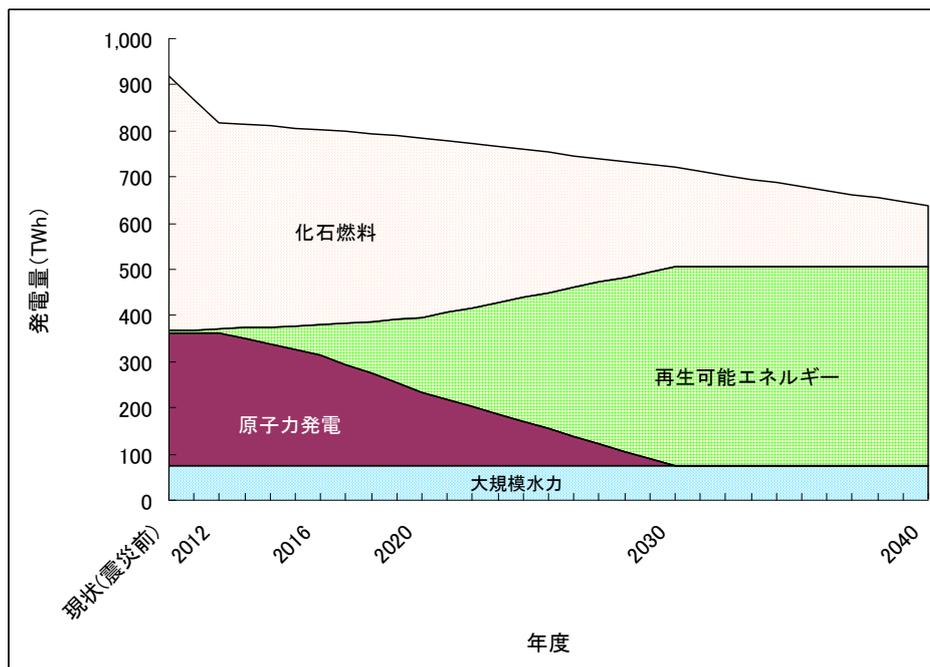


図3 シナリオ C における電源別発電構成

② 社会への影響等

再生可能エネルギーの価格は、20年の間には低減する可能性があるため、初期投資額についてはその分少なくできる可能性がある。地熱発電等の拡大により、原子力発電の持つ供給安定性についても代替できる点も考えられる。2020年時点での導入量は、太陽光は住宅350万世帯程度、公共施設及び工

場等に 60 万箇所と推定され、また、メガソーラー等の事業用発電の導入も推定される。風力については陸上風力 1 MW 級・2 MW 級合わせて 3 万箇所の導入が推定される。これらにより、技術開発によるコストダウンの不確かさはあるが、標準的な家庭の 1 ヶ月当たりの電力価格は、10 年目に現在の 6,600 円から 700 円程度、20 年目には 2,300 円程度上昇することが予想される。

なお、これは現在の電力料金が原子力発電のコスト 5.9 円/kWh を前提に決められているとして試算*したものである。今後原子力発電のコストが見直された場合は変更が必要になる。参考に 12.23 円/kWh、20.2 円/kWh とした場合についても試算*しているが、試算*結果とその内容を説明する備考は〈参考 3〉シナリオ C の「ウ 発電コストの推移と標準家庭における電力料金の増減」に示す。

一方で、原子炉を再稼働するために、防潮堤等の安全対策を万全に実施する必要があり、そのコストが必要となってくるとともに、再稼働に向けて周辺住民の理解を得る必要がある。

また、20 年の間、原子力発電の安全性に対する不安と、現在未達成の放射性廃棄物等の最終処理、貯蔵等についての課題が残る。

(4) シナリオ D

今後 30 年の間に寿命に達した原子炉より順次停止する。その間に電力の 30%を再生可能エネルギーで賄い、原子力による電力を代替する。この間、原子力発電のより高い安全性を追求する。

① 概要

30 年間で再生可能エネルギーの比較的緩やかなスピードでの導入を図りつつ、原子力発電の発電量の代替および温室効果ガス排出量の削減目標を達成するように化石エネルギー発電を代替する。既存の原子炉のうち、40 年の稼働を経たものより順次停止させ、2040 年までに全てを停止させる。シナリオ D では代替を 30 年間で実施することで、発電機器の生産、設置場所、投資環境の整備などについて、シナリオ C より時間的な猶予ができる。また、既に建設している原子力発電所について、その稼働予定年数まで利用するため、シナリオ C にくらべ既存の施設を有効に活用できる。

図 4 に電源別発電構成の推移を示す。

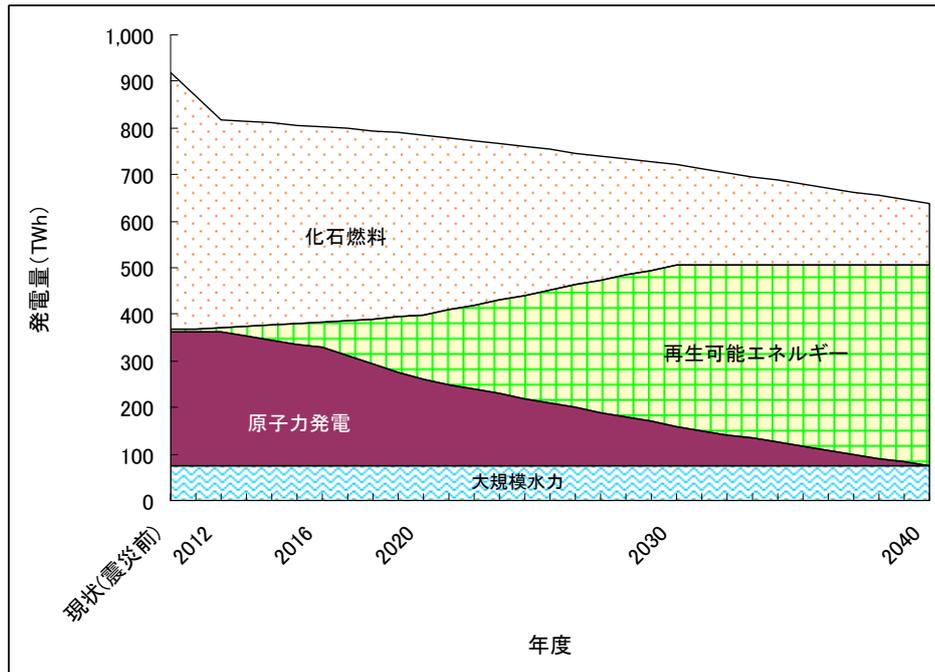


図 4 シナリオ D における電源別発電構成

② 社会への影響等

時間的な影響以外は C と同様と考えられる。

また、30 年の間、原子力発電の安全性に対する不安と、現在未達成の放射性廃棄物等の最終処理、貯蔵等についての課題が残る。

(5) シナリオ E

より高い安全性を追求しつつ、寿命に達した原子炉は設備更新し、現状の原子力による発電の規模を維持し、同時に再生可能エネルギーの導入拡大を図る。

① 概要

既存の原子力発電所について、稼働年数が 40 年を過ぎたものから設備更新を行って、現状の発電量を維持する。2020 年、2030 年温室効果ガス排出量の削減目標を達成するように、化石エネルギー発電を再生可能エネルギー発電に代替する。

我が国の原子力発電所 54 基の設備容量 49 GW のうち、70 年代に運転開始された施設が 19 基約 15 GW である。2020 年にはこれらの施設が稼働開始後 40 年を経過するため、設備更新等が必要となってくる。その後も順次設備更新を実施していく。

再生可能エネルギー導入量が、シナリオ A~D よりもゆるやかであるため、温室効果ガス排出量の削減目標を達成するための設備に技術開発と量産効

果を待つことができ、経済的な負担は小さくなる。

図 5 に電源別発電構成の推移を示す。

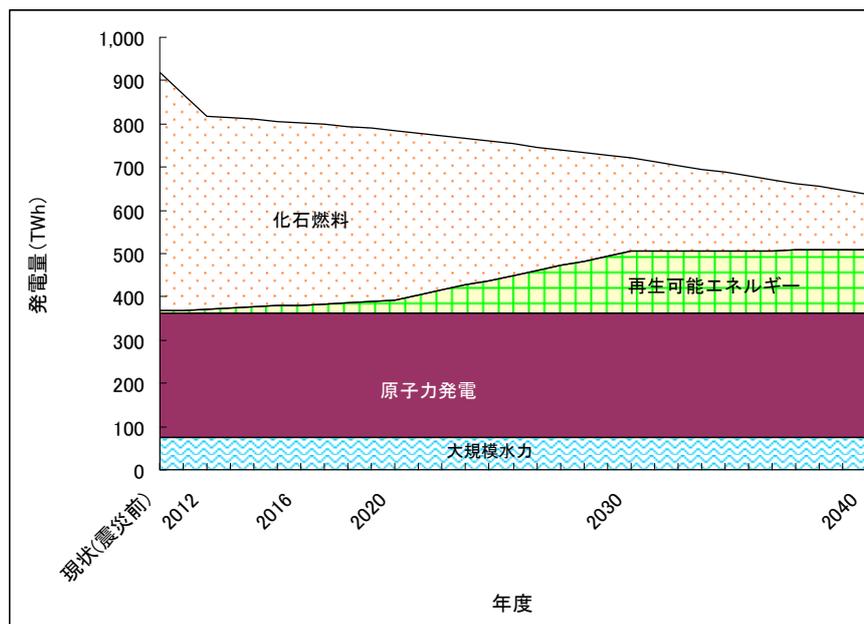


図 5 シナリオ E における電源別発電構成

② 社会への影響等

発電コストの上昇を比較的緩やかに進めることができることで、産業への影響が相対的に少ない。しかし、原子力発電所の設備更新の際に周辺住民の理解が得られない可能性がある。また、既存の原子炉に対する、これまでの想定を上回る津波に対しても十分な防潮堤、電源などの安全対策追加コストが必要となる。新型原子炉の研究開発・建設コストについても必要となるが、既にフィンランドやフランスで建設コストが倍増しているともされている。これらの費用は、その規模が未定ではあるが、費用が電力料金に上乗せされることとなるだろう。

また、原子力発電の安全性に対する不安と、現在未達成の放射性廃棄物等の最終処理、貯蔵等についての課題が残る。なお、現状の原子力の発電コストで試算*すると、節電の影響もあり、10年後には160円程度の電力料金(標準家庭月額)の減が見込まれる。これは現在の電力料金が原子力発電のコスト5.9円/kWhを前提に決められているとして試算*したものである。今後原子力発電のコストが見直された場合は変更が必要になる。参考に12.23円/kWh、20.2円/kWhとした場合についても試算*しているが、試算*結果とその内容を説明する備考は<参考3>シナリオEの「ウ 発電コストの推移と標準家庭における電力料金の増減」に示す。

(6) シナリオ F

より高い安全性を追求しつつ、原子力発電を将来における中心的な低炭素エネルギーに位置付ける。

① 概要

原子炉の安全化対策を行い、発電量を 2030 年までに 50%程度まで拡大する。2020 年、2030 年の温室効果ガス排出量削減目標を達成するように、20%程度の再生可能エネルギーを導入し、火力発電を減少させる。

原子力発電による発電量は 2030 年に 370 TWh 程度まで増強させ、そのための新設等が必要となる。また、シナリオ E と同様に稼働年数が 40 年に達した設備については更新の必要が出てくる。

図 6 に電源別発電構成の推移を示す。

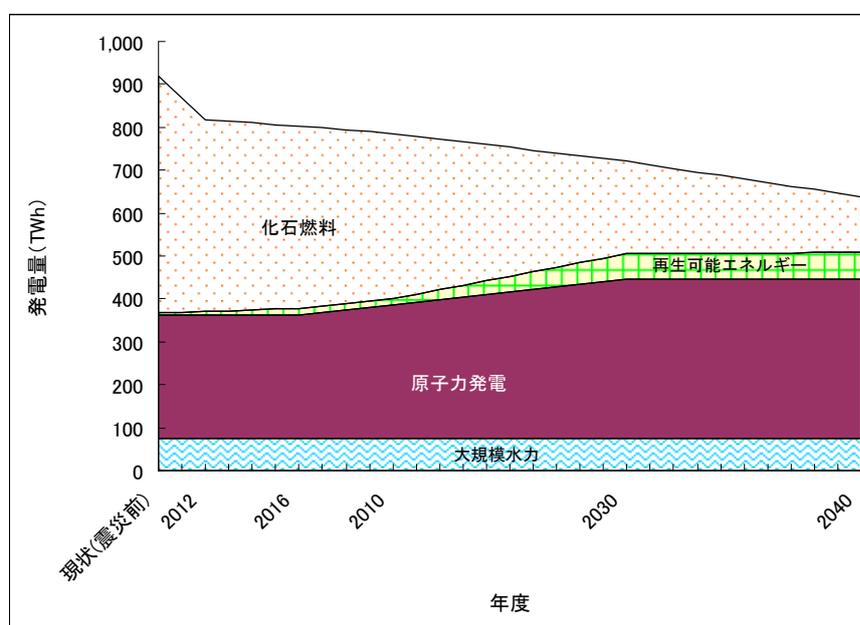


図 6 シナリオ F における電源別発電構成

② 社会への影響等

原子力発電を我が国のエネルギーの基幹とすることで、現在の生活をなるべくそのままに維持しつつ、温室効果ガス排出量削減を実施することができる。

一方で、福島第一原子力発電所の事故原因についての調査は現在も継続しているところであり、安全性の担保については今後の課題となっている。一つの方法として、フェイルセーフ型（障害が発生した場合、常に安全側に制御するように設計されたもの）の安全な原子炉方式の採用があるが、具体的な詳細を把握するに至っておらず、今後、専門家から、各種提案がなされる

と思われる。しかしながら、いまだ開発途上にある新型の原子炉が導入されるまで、既存の原子炉が残ることにより、リスクが継続される。

既存の原子炉に対する、これまでの想定を上回る津波に対しても十分な防潮堤、電源などの安全対策追加コストが必要となる。また、新型原子炉の研究開発・建設コストについても必要となるが、既にフィンランドやフランスで建設コストが倍増している。これらの費用は、その規模が未定ではあるが、費用が電力料金に上乗せされることとなるだろう。なお、現状の原子力の発電コストで試算*すると、節電の影響もあり、10年後には260円程度の電力料金（標準家庭月額）の減が見込まれる。これは現在の電力料金が原子力発電のコスト5.9円/kWhを前提に決められているとして試算*したものである。今後原子力発電のコストが見直された場合は変更が必要になる。参考に12.23円/kWh、20.2円/kWhとした場合についても試算*しているが、試算*結果とその内容を説明する備考は<参考3>シナリオFの「ウ 発電コストの推移と標準家庭における電力料金の増減」に示す。

また、原子力発電の安全性に対する不安と、現在未達成の放射性廃棄物等の最終処理、貯蔵等についての課題が残る。

第3章 シナリオを立案する際の論点

第2章に6つのシナリオの概要を示した。また〈参考3〉に、各シナリオの定量的理解を深めるための必要発電量、設備投資額や電力料金の推移などの試算*を示した。今後のエネルギー政策を考えるに当たっては、これらのシナリオのうち、どれか一つを選ぶこともできるし、いずれかの中間形態、もしくは時間的経過によって路線の見直しを行っていく可能性もあり得る。なお前にも述べたように、本報告では、各シナリオ間に優先順位を付けることを意図していない。

どのようなエネルギー政策をとっていくかについては、今後の国民的な議論に依るべきである。また、そのための基礎データを整備し、科学的な計画立案の方法を確立するために、研究開発する必要がある。本章では、各シナリオの選択やその中間形態のシナリオを考える際の判断材料となるよう、第1章で示したエネルギーに関する基本的な視点に沿いつつ、各エネルギーの特徴や論点等を示す。

(1) 原子力発電の現状と課題について

① 原子力発電の停止と電力不足対策への取り組み

ただちに（1年以内程度）全ての原子力発電を停止した場合、相応の対策を取らなければ、大規模停電の可能性や計画停電を行わざるを得ない状況が高まると考えられる。しかし事故後、定期検査や修理を含めて原子力発電所の相当部分が停止を余儀なくされている状況で、政府を中心に以下のような取り組みが実施され、停電を回避するための努力がなされた。

東日本大震災の影響で、東京電力、東北電力管内の供給力が低下するため、2011年5月13日に電力需給緊急対策本部から「夏期の電力需給対策について」が発表され、電力会社に供給力の拡大を、国民および産業界には節電への協力要請がなされた。これを受け、広範な取り組みが行われた。その後、関西電力の大飯原子力発電所のトラブルが発生するなど、西日本電力5社管内においても2011年夏の需給対策が必要となり、2011年7月20日に電力需給に関する検討会から「西日本5社の今夏の需給対策について」が発表され、供給力の改善と節電が要請された。このような対策により、2011年夏の電力消費がピークとなる時期の停電は回避された。

なお、東京電力と東北電力管内の大口需要者向けに7月1日に発動された電力使用制限令は、9月8日に解除され、経済産業省がまとめた9月2日までの電力需給実績によると、両社管内の平日ピーク需要の平均値は、ともに前年比20%超減少し、他の電力会社管内でも概ね10%以上減少するなど、全国的に企業や家庭での節減が広がったことが裏付けられた（毎日新聞9月9

日)。

2012年以降の夏に向けては、補正予算等を活用し、節電行動や電力供給の拡大に向けた支援策を充実するなど、合理的な節電行動を定着させ、余力ある自家発電のさらなる活用を促すことも対策として検討されている。

② 原子力発電の停止と発電施設の設備容量

現在、①に示すような取り組みが行われたが、電力不足による停電の可能性については二つの見方がある。まず、停電は生じないという側の意見である。

図7は資源エネルギー庁等が公表している資料から作成した日本全体の電力供給力の年推移と各年の各電力会社の最大使用電力量のグラフである。

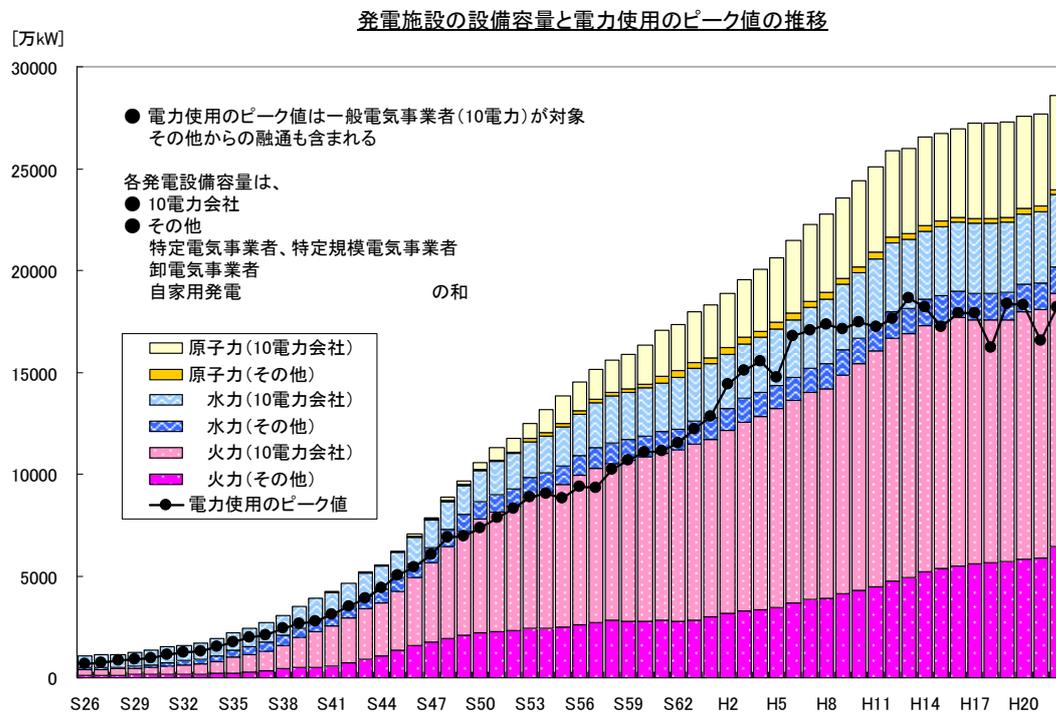


図7：発電施設の設備容量と最大電力の推移

(出典：資源エネルギー庁 電力調査統計、財団法人日本経営史研究所
日本電力業史データベースより作成)

これを見ると、ピーク時の電力量は水力と火力の合計設備容量の8割程度(2001年(H13年)で86%以下の使用量)であったことが示されている。

これに対して、「水力は揚水発電を含んでいるのでいざという時に使えない」という意見や「本当に危機であれば、ピークに備えて火力発電で水を汲み上げておくことも可能(通常は原子力発電の余剰電力で汲み上げる)」とする声もある。また、「火力の中には企業の自家発電が含まれており、この部分は不確定である」という声と「自家発電の4割程度は現在稼働中である

が、その他は電力会社から要請があれば発電のためのスタンバイをすることはできる」との声もある。

7月に開催された「エネルギー・環境会議」の資料では、1,000kW以上の設備容量の自家発電は5,373万kWとされ、そのうち1,928万kWは卸供給事業者ですでに電力会社へ売電されており、残りの3,445万kWのうち、2,993万kWは自家消費分、324万kWが売電済み、追加的に売電可能な電力は128万kWとされ、非常に限られる状況と発表されている[7]。

しかし、自家消費分とされる2,993万kWについては電力会社の要請に基づいて緊急時には発電を行い、電力会社からの買電を控えることも可能と考えられるが、このような見方に答えられる形での調査はまだ行われていない。

③ 原子力発電の課題

ア 枯渇性燃料「ウラン」

原子力の燃料となるウランは枯渇型資源であるが、使用済み核燃料をプルトニウムとして活かして再利用するかどうかによって資源としての価値が数十倍以上異なる。使用済み核燃料中にはプルトニウムが生成されている。これを再処理してMOX燃料と呼ばれる形に加工してプルトニウムを軽水炉で燃やす、あるいは、高速増殖炉でプルトニウムを燃やすことができ、原理的には単に1回で廃棄処分するのに比べ、最大で100倍に近いエネルギーとして使うことができる。しかしながら日本を含めてその技術開発は困難を極めており、アメリカをはじめとする諸国は安全性と経済性の観点から再処理を行っていない（以下の項目ウを参照）。再処理をしない場合には、ウランも数十年の寿命であり、枯渇型資源としての制約を受けることになる。2005年以降、ウランの価格は上昇している。

なお、原子力では、資源の枯渇しない核融合の研究も進められているが、実用化までには50年以上必要とされるため、今後10～30年の中期的な移行策として位置付けることは困難と考える。

イ 安全性

原子力には大きな電力を効率よく安定的に発電し、かつ、温室効果ガスを発電時に排出しないというメリットがあるが、今回の福島第一原子力発電所事故で示されたように重大事故が発生した場合の対応の難しさや、原子炉廃棄の技術的問題、使用済み核燃料の処分等の難しさが改めて認識された。

今回の教訓を十二分に踏まえて既設の原子力発電所の安全対策に万全を期することはもちろんであるが、今後の原子炉の安全性の確保に関して

は、いわゆるフェイルセーフな原子炉（障害が発生した場合、常に安全側に制御するように設計された原子炉）が考えられる。「フェイルセーフな原子炉」の例として「竜宮城方式」と呼ばれる十分に大きな自然対流冷却が可能な閉じたプールの中で稼働させる案、あるいは、4S 型と呼ばれる安定停止型の高速炉などが挙げられているが、今後の実証を待たねばならない。現状の軽水炉ではフェイルセーフとは言えないが、緊急停止時の冷却用電源の確保を多重に保証し、水の循環のためのポンプを津波の被害から守る工夫を付け加える措置、およびストレステストと呼ばれる欧州の原子炉で採用されている「安全性の余裕度」評価を行うことが我が国でも提案されている。

なお、日本の原子力発電所はすべて沿岸部に立地されているが、日本列島は地球の表面積の 0.3% 足らずであるのに対し、地球上で発生するマグニチュード 6.0 以上の地震の 20.8%（1996 年～2005 年の合計：内閣府）が日本周辺で発生している。日本は大きい地震や津波の発生しやすい国と言える。

ウ 使用済み核燃料の再処理・再利用と最終処分の問題

原子力発電における不明点として、使用済み核燃料の再処理によるプルトニウムの再利用の問題、高速増殖炉の問題、および、1 万年単位⁴の管理を必要とする最終処分の問題がある。これらについては国際的にも方針がまだ定まっていないとはいえず、未解決のまま残されている。

再処理によるプルトニウムの再利用、原型炉「もんじゅ」に代表される高速増殖炉については、障害の続出や各国の相次ぐ撤退、技術的に未完であるとする問題と再処理工場の受入希望地がないという問題等があり、日本の原子力政策が現在直面する深刻な課題である。

一方現在貯蔵されている使用済み核燃料は日本においても海外諸国においても増え続けており、将来世代への負担を増大させつつある現状がある。放射性廃棄物の地中埋設に対しては、アメリカでもネバダ州ヤッカマウンテンが候補に上っていたが白紙に戻されたため、現在は最終処分地が未決定な状態になっているなど、世界各国でデリケートな問題となっている。唯一、フィンランドが 2001 年に世界で初めて最終処分地を決定し、2012 年に建設許可申請、2020 年頃の操業開始を目指している。

現状において、最終処分場が実際に運用されている例はなく、原子力発

⁴ 高レベル放射性廃棄物の放射能は 1 t あたり約 100 億 GBq だが、およそ 1 万年後にはウラン鉱石 1 t と同程度の約 1000 GBq/t となる。 ※ G（ギガ）：10 億の、Bq（ベクレル）：1 秒間に n 個の原子核が崩壊し放射線を放出するときの放射能を n Bq という。

電は使用済み核燃料を地上や各々の原子炉内に貯蔵して処分方法の完成を待っている状況にある。また、最終処分地を決めた国でも1万年ではすまない無害化に必要な期間についての責任を取れるのかどうかという倫理的な問題が繰り返し問われている。

エ 原子力発電の発電コスト

原子力発電の発電コストは、他に比較して競争力のあるエネルギー源とされてきたが、今回の福島第一原子力発電所事故を契機に、原子力発電の発電コストの見直しについて改めて議論が行われている。

従来、経済産業省が発表してきた原子力発電の発電コスト(5.9円/kWh)[8]には、使用済み核燃料の再処理費用や廃炉経費などのバックエンドに係る経費が含まれるとされるが、それらの妥当性や今回明らかになった安全面での弱さを補強するための経費、事故に伴う廃炉経費、あるいは、避難住民等への賠償費、超長期にわたる放射性廃棄物の最終処分に係る経費等について、あらためて検証する必要がある。

これらの費用がどのくらいになるのか、誰が負担するのか、発電コストに含むべきものは何かなど不明な点が多く、現時点では誰もそれを加味した正確なコスト計算をすることができない。また、これまでもいわゆる地元対策などで使われている交付金などの税金も発電コストに加えて考えるべきとの見方もある。

これまでに原子力発電の発電コストを算出した例としては、有価証券報告書総覧の記載データから算出したコストに加え、国からの立地対策費や開発費、その他揚水発電の経費などを考慮に入れると12.23円/kWhになるとする見解(立命館大学大島堅一教授)がある[9]。なお、この算出について、対象とする年次の違いや揚水発電、開発費のすべてを原子力発電のコストに上乗せすることは過大な評価となるとの意見もある(日本エネルギー経済研究所)[10]。

また、電気新聞(2011年8月23日)によると、使用済み核燃料の再処理などバックエンド費用を74兆円(資源エネルギー庁資料[8]では約19兆円)とし、(財)地球環境産業技術研究機構 秋元圭吾氏の発電コスト推計[11]による8.1~12.5円/kWh、そこに国からの立地対策費及び開発費約2円、賠償などのリスク費用3円強/kWhを加算すると、15.8~20.2円/kWhになるとの試算案が政府内でまとめられたとして紹介している。なお、この試算案については、具体的な内容が不明であり、透明性ある議論を経て客観性を持って検証されるべきとの指摘もある。

なお、原子力発電は発電を止めれば、経費が発生しなくなるわけではない。それまでに発生した使用済み核燃料等の最終処分に係る経費は引き続き必要であり、また、その原子炉の廃炉に伴う経費も必要となることに留意が必要である。今回の福島第一原子力発電所事故に伴う廃炉経費および賠償費等は原子力発電をやめたとしても長期にわたり負担することとなる。

オ 放射能の環境影響にかかわるリスク

放射能汚染は、放射性物質の半減期によって非常に長期にわたる可能性が高い、特殊な汚染であることには十分な留意がされなければならない。放射能は生物一般に対して遺伝子異常を引き起こすことで突然変異率を上昇させるなど、生理的、進化的、生態的なさまざまな変化を惹起することが知られている。

環境中に放射性物質が放出された場合、放射性物質がもたらす放射線生物学的作用による人々の健康と環境への広範な影響は、社会に課される甚大で長期的なコストであり、生物多様性や生態系に今後広範な問題を引き起こすことも推測される[12][13]。今回広域放射能汚染が引き起こす土壌、食品、人間や家畜への放射能の影響評価に関して十分な指標の研究が不足していたことも明確になった。これも、原子力の利用に際して実施されなければならない政策である。

(2) 化石エネルギーの現状と課題

① 化石エネルギーの現状

当面の主力は化石エネルギーに頼っており、今後も数十年間ある割合で頼らざるを得ないエネルギー源であるが、温室効果ガスの排出量削減に向けた国際的約束を守ろうとすると、その比率を減らしていくための相当程度の努力を継続しなければならない。また、化石エネルギーは資源偏在と枯渇の問題がある。また我が国の輸入代金は近年平均 20 兆円のレベルに達しており（図 8 参照）、稀少な化石資源を高効率で利用する努力が必要である。

一方で、短期的には化石エネルギーを使いつつも温室効果ガス排出を最小化するために、同じエネルギーを出す上で温室効果ガス排出量が石炭の 50%程度になる天然ガスへの切り替えなども考えられる。また、後述の CCS（Carbon Dioxide Capture and Storage、二酸化炭素の回収・貯留）等も提案されている。

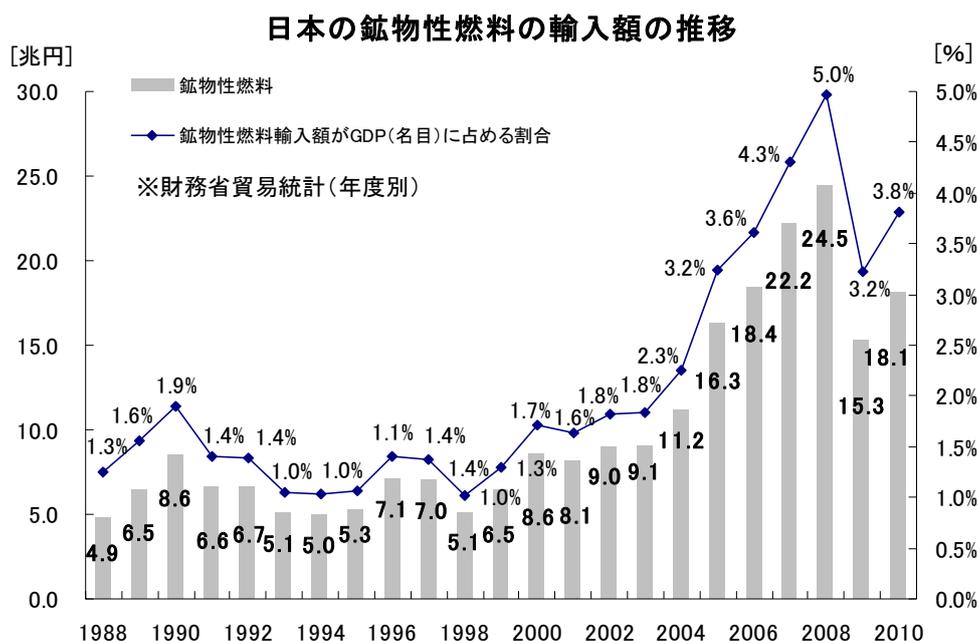


図8：日本の化石燃料の輸入費用の推移（出典：財務省貿易統計より作成）

② 化石エネルギーによる原子力発電の代替の影響

現在、東日本大震災の影響で多くの原子炉が運転停止の状態にあるが、それによる電力供給の不足を火力発電で補った場合、我が国の温室効果ガス排出量を増加させることに繋がるとともに、化石燃料の輸入代金を増大させることになることが問題点としてあげられる。また、すでに①で述べたように、近年、化石燃料の輸入代金総額は 20 兆円のレベルに達しており、原子力発電の電力量を火力発電で補った場合、1 兆 5,000 億円程度の増加が想定される[2]。

しかし、国民の節電や省エネルギーが進み始めていることから、この値は最大値と見なすこともできるが、一方で化石燃料には価格変動が伴うため予測は困難な面もある。

③ 化石エネルギーの枯渇性と近年の状況

化石エネルギーは、枯渇型の資源であり、また、地域偏在型の資源でもあるため、価格は不安定で将来的には、資源の減少に伴い上昇することが見込まれる。

近年、シェールガスの掘削技術である「高圧水注入法」が開発され、化石エネルギーの世界市場を大きく変えつつある。シェールガスは日本には存在しないが、アメリカや欧州を含む多くの国に大量に存在するとされ、資源量としては今後数十年分程度あるのではないかと推定されている[14]。

天然ガスは、温室効果ガス排出量を石炭に対して 50%、石油に対して 36% に押さえられるため[15]、これに代替することによって排出量を削減するこ

とができる。

④ 火力発電の高効率化

火力発電は、一層の高効率化が技術的な課題となっている。現在約 55% の熱効率を達成しているコンバインドサイクル発電(ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電方式)をはじめとして、超臨界圧蒸気タービン、高効率ガスエンジンなどの熱機関発電の技術開発が進められている。

石炭を利用する火力発電においても、石炭ガス化による効率向上、環境性向上を達成するクリーンコール技術(石炭を燃やす際に大気に排出される二酸化炭素や窒素酸化物などを減らし、環境負荷を抑える技術)も実用化されつつある。今後、高効率の燃料電池の開発によって、トリプルコンバインドサイクル発電プラント⁵で70%以上の発電効率の達成が見込まれているほか、燃料電池や小型ガスエンジン・ガスタービンをベースにしたオンサイト発電、コージェネレーション(発電と同時に発生する熱を利用して、全体のエネルギー利用効率を高めること)の導入による熱電併給技術にも期待が寄せられている。

⑤ 火力発電と温室効果ガスの排出抑制

火力発電では、再生可能エネルギーのバイオマスを混ぜて燃焼させる「バイオマス混焼」や余剰の太陽光発電や風力発電などによる電力で貯蔵した水素を火力プラントで利用することも温室効果ガス排出削減には有効である。

また、CCSと呼ばれる二酸化炭素ガスを隔離し、地中へ貯留する技術や大気中の二酸化炭素を化学プロセスを用いて分離貯留する技術開発など、気候変動を避けるためのジオエンジニアリングの検討がイギリス、アメリカなどで進められている。こうした技術開発に取り組むことで、温室効果ガスの世界的な排出削減目標が達成できない深刻な状況を避ける手段を準備することになるとも考えられる。しかし、ジオエンジニアリングに取り組むことが温室効果ガス排出削減に対するモラトリアムを惹起する懸念や生物多様性の保全と矛盾する可能性も指摘されている。地球規模での環境変化の影響に伴うリスクへの懸念なども指摘されており、きわめて慎重に取り組む必要がある。

(3) 再生可能エネルギーの実現性と課題

⁵ ガス化発電(石炭をガス化して燃焼させることでガスタービンを回し、さらに排ガスを利用して蒸気を発生させて蒸気タービンを回して発電する高効率な発電方式)に燃料電池発電を組み合わせた、さらに効率の良い発電方式のこと。

① 再生可能エネルギーの現状

再生可能エネルギーは、安全な国産のエネルギーであり、発電時に温室効果ガスを排出せず、無尽蔵にあるというメリットがある。その一方で、太陽光や風力などは、気象条件等により出力が不安定になるという欠点があり、大規模な導入のためには解決しなければならない課題がある。

現状では、再生可能エネルギーは発電コストが原子力や火力に比べ割高であり、その構成割合を高めると電力料金を一定程度押し上げることになる。また、太陽光パネルや風力発電の設備を拡大するには、環境や景観上の問題により住民等との軋轢が生じる可能性がある。地球温暖化に対する国際約束を守りつつ再生可能エネルギーによって未来のエネルギーを支えていこうとした場合、試算*によると、年間数兆円程度の投資をただちに始めることが必要である。それに対しては、近年平均 20 兆円のレベルに達している化石燃料輸入代金の一部を国産の再生可能エネルギーの投資に振り向けるという選択もありうる（図 8 参照）。長期的に見れば、いずれは化石エネルギーやウラン燃料のような枯渇型エネルギーからの脱却が必須であり、再生可能エネルギー導入のための課題の解決は重要である。

世界の再生可能エネルギーへの投資は、2010 年に 20 兆円に達する急激な伸びを示している。趨勢としては自動車産業を数年以内に凌駕する勢いである。また、2010 年には、世界の発電設備容量において初めて再生可能エネルギーが原子力を超えたとされている。再生可能エネルギーへの投資額は、中国をトップに、次いでドイツ、アメリカ、イタリアが続いており、日本は大きく出遅れている状況である。（世界の再生可能エネルギーの設備容量については、図 9 参照）

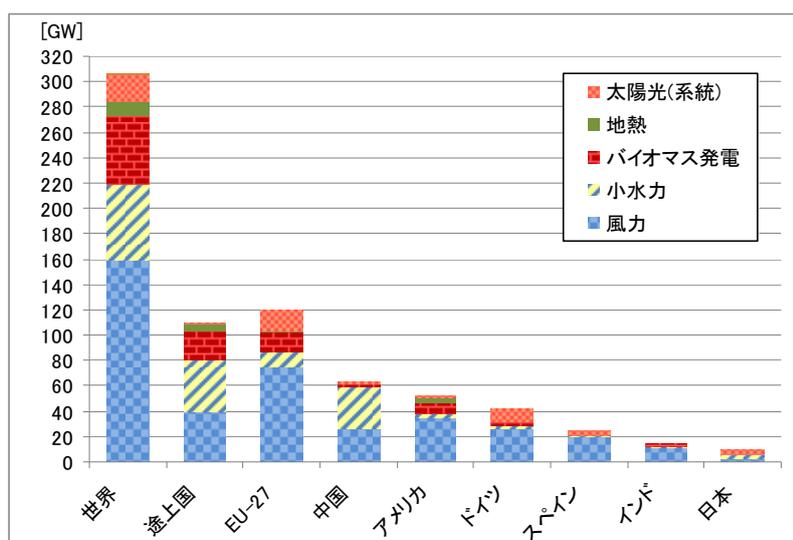


図 9：再生可能エネルギー発電設備容量

（出典：自然エネルギー白書 REN21 より作成）

② 再生可能エネルギー導入による電力料金への影響

再生可能エネルギーへの転換例として、2030年までに原子力発電を再生可能エネルギーに切り替え、温室効果ガスの排出削減も果たすと仮定した場合の投資額は試算*によると、毎年2.4～3.4兆円となる。また、これらの投資にかかる経費が電力料金に上乗せされた場合の2020年の電力料金は、試算*によると、標準家庭（2.7人）で毎月700円程度の値上がりとなる（現状の原子力の発電コスト5.9円/kWhで試算*した場合、現在の月平均料金は6,600円、第2章(3)シナリオC参照）。

③ 再生可能エネルギー導入促進策「電力固定価格買取制度」

再生可能エネルギーの導入のための投資は、国ではなく民間が担うことが考えられる。そのための効果的な仕組みとして考え出されたのが、ドイツの例に見られる電力固定価格買取制度（FIT：Feed-in Tariff）である。

FITとは、太陽光や風力などの再生可能エネルギーで発電した電力を、電力会社が一定の期間、一定の価格（通常の電力料金よりも高い価格）で買い取ることを義務づける制度である。買取価格については、発電設備の価格低下等に応じて見直される仕組みとなる。

この制度のメリットは、設置費用を計画的に回収することが可能となるため、民間による発電設備導入の大きな誘因となることである。また、発電設備に対する多くの需要が見込まれることから、大量生産によるコストの引き下げや、発電設備の技術革新が期待される他、補助金など国の経費を必要とせず、民間の投資で再生可能エネルギーの導入を推進できることが上げられる。

一方デメリットは、既存の発電にかかるコストよりも高い価格で買い取るため、その経費が電力料金に転嫁されることにある。このため、産業界からは、電力料金の値上げにより企業が海外移転し、国内産業の空洞化を招くとして、FITの導入に慎重な姿勢を示している。これらに対しては、低所得者層や産業界の一部を対象に電力料金の緩和策などの配慮を行うことも考えられる。

現在、我が国にもFITが導入されているが、余剰電力の買取に限るなど、大きな投資を呼び込む制度となっていなかったことから、新たなFIT制度として「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」が第177回通常国会で審議され、2012年7月施行として参議院で8月26日に成立した。

（参考）ドイツ及び欧州におけるFIT導入状況

ドイツでは、2004年に改正された「再生可能エネルギー法」において、FIT制度により太陽光発電の買取価格を他のエネルギーよりも高く設定したことから、累積導入量が2005年に日本を抜いて世界第1位となった。2010年6月、太陽光発電設備の価格が大幅に下がったことからドイツ連邦議会は改正再生可能エネルギー法を承認し、太陽光発電の買取価格が引き下げられている。欧州では、多くの国でFITが採用され、2009年末時点で採用国数は約20カ国に及んでいるが、買取価格は国によって差がある。

④ 各再生可能エネルギーの発電コストと今後の課題

再生可能エネルギーには、太陽光発電、風力発電、地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電など、いろいろな発電方法がある。その発電コストや状況、今後の課題は、発電方法によって大きく異なる。(図10)

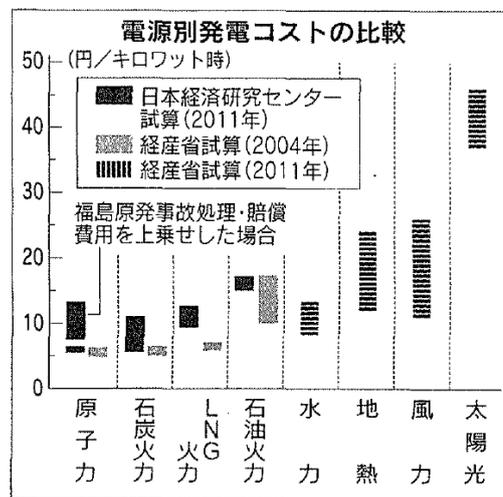


図10：電源別発電コストの比較
(出典：2011年7月19日付日経新聞)

ア 太陽光発電

太陽光発電は、再生可能エネルギーの中でも発電コストが高く、エネルギー白書2010によれば発電コスト49円/kWhという試算がある[16]。しかしながら、太陽電池は、技術的に大幅な価格低下が起こることが予測されている。まずは市場導入が始まることで量産効果が期待され、また、すでに2011年に入ってからシリコン太陽電池に加えて新たな材料を使う低価格型太陽電池が日本のメーカーから販売開始されている。その他、シリコンでも高速製造プロセスなどの低価格化技術がやはり日本の大学から発表された状況である。太陽光発電は、個人や企業が住戸、事務所などの屋根に設置することが可能であり、個人等の意志で比較的導入しやすい発電方法であるが、太陽光発電は、昼夜や天候により発電量が不安定な

め、別途示す系統安定の問題が生じる。

導入ポテンシャル⁶としては、環境省「2010年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」[17]（以下、「ポテンシャル調査」という。）によれば、戸建て住宅で53 GW、集合住宅・オフィス等で22 GW、公共用建築物で23 GW、発電所・工場・倉庫等で29 GW、低・未利用地（一般ゴミの埋立地などの処分場等）で27 GW、耕作放棄地（うち森林化・原野化している等）で70 GWの導入が可能と試算されている。

2030年までに原子力発電を再生可能エネルギーに置き換え、温室効果ガス排出量の削減の国際約束を達成するためには、太陽光発電については試算*によれば、95 GWの発電が必要とされている。しかし、戸建て住宅、集合住宅等合わせて1,000万戸（全住宅数の1/3程度）に太陽光発電を取り付けたとしても30 GW程度の発電量にとどまるため、公共施設、工場等の屋根にも太陽光パネルを設置して35 GW程度発電するとともに、耕作放棄地等を利用した大規模発電設備（メガソーラー）で30 GW程度の発電が必要になる。耕作放棄地等を利用したメガソーラー発電所は、国内各所で導入が計画されている。

今後、技術革新等により、変換効率の向上と設置コストの低廉化を期待するとともに、太陽光発電と他の発電方式を同一地区で実現する（風力と太陽光など）といった工夫で同じ面積でも発電量は増大する可能性がある。

なお、太陽電池では製造時に必要なエネルギーが大きい、とする問題提起がなされている。太陽電池自身が発電するエネルギーでこの必要であったエネルギーを賄うとして、その時間がどれだけかかるか（ペイバック・タイム）の評価が進み、現在は単結晶型で1年程度のペイバック・タイムとされる。このペイバック・タイムは電池が薄くなるほど短時間となり、多結晶型、薄膜型ではさらに短くなる。

イ 風力発電

風力発電は、すでに日本でも発電原価が12円/kWhとする例も報告されており、最もコストの低い再生可能エネルギー源と言える。問題は電力会社が電力を受け入れる素地を作らないと有効に機能しないことにある。現在は申し込みをして何年経っても設置する順番が回ってこない状況となっている地域もあるが、2011年8月に成立した「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」の施行により、今後の電力会社の再生可能エネルギーの系統への受け入れが注目されるところで

⁶ エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因（土地の傾斜、法規制、土地利用、居住地からの距離等）による設置の可否を考慮したエネルギー資源量[17]。

ある。

また、大規模に風力発電が行われるようになると、景観問題や低周波騒音問題が顕在化すると考えられる他、別途示す系統安定の問題などもある。また、日本においては、特に日本海側など雷の影響が強くあり、雷被害リスク低減のための雷保護対策が必要な状況である[18]。

風力発電による景観への影響としては、「ポテンシャル調査」によれば、以下のような開発不可条件を除いた上で、陸上風力で280GW、洋上で1,600GWの導入ポテンシャルがあると試算されている。従って、以下に示す「国立・国定公園」や「都道府県立自然公園」、「世界自然遺産地域」などの風光明媚な場所には風車を設置しなくても、必要な設備容量を確保することができる。しかし、それらの指定がされていない風況の良い場所には、風車を設置する可能性が高くなり、景観への影響は否めない。

2030年までに原子力発電をやめ、温室効果ガス排出量の削減の国際的約束を守るためには、試算*によれば、風力発電で132GWの設備容量を導入する必要がある。

表1 陸上風力の開発条件等

区分	項目	開発不可条件
自然条件	風速区分	5.5 m/s 未満
	標高	1,000 m 以上
	最大傾斜角	20 度以上
社会条件： 法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園（特別保護地区、第1種特別地域） 2) 都道府県立自然公園（第1種特別地域） 3) 原生自然環境保全地域 4) 自然環境保全地域 5) 鳥獣保護区のうち特別保護地区（国指定、都道府県指定） 6) 世界自然遺産地域 7) 保安林
社会条件： 土地利用等	都市計画区分	市街化区域
	土地利用区分	田、建物用地、幹線交通用地、その他の用地、河川地及び湖沼、海水域、ゴルフ場 ※「その他農用地」、「森林（保安林を除く）」、「荒地」、「海浜」が開発可

		能な土地利用区分となる
	居住地からの距離	500 m 未満

表 2 洋上風力の開発条件等

区分	項目	開発不可条件
自然条件	風速区分	6.5 m/s 未満
	離岸距離	陸地から 30 km 以上
	水深	200 m 以上
社会条件： 法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園（海域公園）

風車は、面積当たりの風エネルギーを有効利用するために一定の距離ごとに設置する必要があり、風況の良い場所には、ずらりと風車が立ち並ぶ景観に変わることも想定される。そのため、例えば景観を重んじる地域と、エネルギー源としての電力確保を重んじる地域を区分けするような方法で自然との調和を図りながら、地域住民の理解を得て風車の設置を進めていく必要がある。

ウ 太陽光発電及び風力発電の用地確保の課題

再生可能エネルギーの中で、導入ポテンシャル量から主力となる太陽光発電と風力発電は、土地の確保が最も大きな課題となる。たとえば、太陽光発電だけで現在の日本の全電力量（918.3 TWh）をまかなおうとすると 6,300 km² 以上が必要とされ、日本全土の 1.7%を太陽光パネルで覆わなければならない。これは、「ポテンシャル調査」により試算されている太陽光発電が導入可能な容量範囲内に収まらない。想定される電力需要を賄うためには、風力発電との両立を図り、より面積効率の良い地熱、水力などのエネルギー源を組み合わせることで、必要な面積を少しでも小さくする工夫と、土地を提供していくための国民の同意を得ていく必要がある。

現在の電力構成の大部分を占める、火力発電、原子力発電等の集中型の発電施設は 1 GW 程度の設備容量（原子力発電 1 基分に相当）を確保するために 0.6 km² 程度の面積が必要であるのに対し、同量を太陽光発電で確保するには山手線内の面積（58 km²）、風力発電では山手線内の面積の 3.5 倍（約 200 km²）が必要とされている[19]。これをもとに試算*した結果によれば、2030 年までに、原子力発電を再生可能エネルギーに置き換えつつ、温室効果ガスの排出量を削減するとした場合、主力となる太陽光発電

と風力発電で、それぞれ 95 GW、約 700 km²と 132 GW、約 5,600 km²が必要となる。これに対し、「ポテンシャル調査」では、我が国における導入可能量は太陽光で最大 225 GW、風力（陸上のみ）で 280 GW 程度とされ、先の試算*における最大の導入量は、太陽光で 42%（95 GW/225 GW）、風力は 47%（132 GW/280 GW）であることから、導入することが可能な範囲と言える。制度の見直しや規制緩和により、導入可能な場所はさらに増える可能性がある。

なお、火力発電や原子力発電と異なり、太陽光発電は建物の上部や側面（屋根や壁）に設置でき、休耕田も活用可能である。また、風力発電は洋上への設置や太陽光発電との組み合わせも考えられるなど、単純な面積計算では判断できない側面もある。世界の潮流としては、まず、最も有利なところから再生可能エネルギーを導入し始め、その上でさらなる導入を検討するという方向で進められている。

エ 地熱発電

我が国は火山国であり、世界第 3 位の地熱資源量を有している。地熱発電のコストは、エネルギー白書 2010 によれば、8～20 円/kWh 程度で、太陽光発電に比べ安価な発電コストとなっている[16]。また、地熱発電は天候に左右されることなく、安定した電源供給が可能であり、設備稼働率も 80%程度と高いことから基幹電源として期待される。

「ポテンシャル調査」によれば、賦存量⁷として、150℃以上では 24 GW、53～150℃では 9.6 GW と試算されている。これは、原子力発電所 33 基分に相当するが、開発地点の多くが国立・国定公園、都道府県立自然公園、自然環境保全地域など、法制上の制約を抱えており、また、温泉事業者との調整が必要であるなど、設備容量では世界第 8 位に留まり、この 10 年は新規設置がない状況となっている。

さらに、地熱を資源として評価する法律が整備されていないことから、国立公園に関する自然公園法や環境アセスメントなどの手続きに時間を要するため、新規に設置するまでに 10～20 年の期間が必要となる場合もある。

投資額としては、初期に 50 億円（10 万 kW 級プラント）程度が必要となるが、長期にわたり発電できることも多く、発電コストは経年に応じて減少していく。

これらを勘案すると、太陽光発電よりも安価な FIT の設定で、地熱発電の導入を促進できると考えられる。現在進められている法整備等により、

⁷ ある資源について、理論的に導き出された総量。資源を利用するにあたっての制約などは考慮に入れないため、一般にその資源の利用可能量を上回ることになる。

地熱資源の有効活用が期待される。

オ 水力発電

今後の水力発電として、大規模なダム建設は考えられていないが、中小水力発電（設備容量3万kW未満のもの）は、今後の活用が期待されている。その発電コストは、地形や水量により様々な発電方法があるため、10～35円/kWhと幅がある（NEDO資料[20]）。

一般的に水を貯めることなく、小規模な河川や農業用水路等の水流をそのまま利用する発電方式であり、投資額が比較的小さい。

「ポテンシャル調査」によれば、導入ポテンシャルは14GWと試算されているが、最大の問題は水利権等の諸規制の制約を受けるため、行政手続きの明確化や迅速化への改善、FIT制度の整備などが必要なことである。

その他の水力発電として、今後の再生可能エネルギーの拡大に伴い、揚水発電の役割が重要になると考えられる。現在、揚水発電は夜間など電力需要の少ない時間帯に、主として原子力発電で生じる余剰電力を利用して、下部のダムから上部のダムへ水を汲み上げておき、昼間の電力需要が大きくなる時間帯に発電する水力発電として利用されている。今後、太陽光発電の比率が大きくなると、昼の余剰電力で上部のダムに水を汲み上げておき、夜間など太陽光発電による電力供給がない時間に発電することが可能となる。実際には、発電所というよりもダムを用いた蓄電所であると言える。

カ バイオマス発電

バイオマスエネルギーの燃料となるバイオマスは有機物であるため、燃焼させると二酸化炭素が排出されるが、その炭素は有機物の成長過程で光合成により大気中から吸収された二酸化炭素に由来する。そのため、バイオマスを利用しても大気中の二酸化炭素量を増加させないと見なされる（カーボンニュートラル）。

その発電コストは、環境省資料[21]によると22円/kWhとされ、日本では原油換算で1400万kLのポテンシャルがあるものの大規模な導入には至っていない。主に廃棄物や未利用物、資源作物などが利用されるが、回収システムや安定供給のための大量生産方法が確立していないこと、資源作物は大量生産のために大農場経営をしなければならず食料生産と競合することなどが問題となる。

バイオマスエネルギーを利用した発電では、市町村等の一般廃棄物発電や間伐材（森林成長過程で伐採した木材）を火力発電で混焼して利用するなどの例がある。間伐材の利用については、回収から火力発電所までの輸

送コストが問題となるため、地産地消型の利用形態が望ましいとされる。

なお、資源作物を利用した場合など、施肥する際の肥料の生産に再生可能エネルギー起源でないものが使用されることもあり留意が必要である。

キ その他の発電方法

波力や海流、潮汐力による発電は、海外において一部実用化しているものもあるが、これからデモンストレーション用の実証機が作られる段階や実証プラントが建設される段階が多く、数年以内にはそのポテンシャルについてより明確なイメージが得られると考えられる。現在はスウェーデンやノルウェーなど欧州や韓国などで実証の努力が進んでいる段階である。

⑥ 再生可能エネルギー導入と地域での活用

大規模に再生可能エネルギーを導入する場合には、地方自治体がリーダーシップを発揮し、景観地区とエネルギー地区とを作るなど、生活の質との共生を図っていく必要がある。家庭や工場・オフィスビルの屋根は、太陽光発電の設置場所として適している。また、これらで発電した電力を地域のコミュニティ等で消費・蓄電(プラグインハイブリッドや電気自動車など)することで、送電に係るコストや送電ロスを低減する地産地消という考えもある。

また、例えば、屋根のスペースを第3者に貸与し、太陽光発電により売電した収入の一部を屋根の提供者が得るなどの運用も考えられる。さらに、過疎地域では海岸線付近や山野の一部を風力発電用に貸与するという選択もあり、これからの過疎地域対策のモデルケースともなり得る。すなわち、都会に住む者が地方に投資し、地方からは都会に住む者に野菜やエネルギーが届けられるとするモデルである。

なお、再生可能エネルギーには、現地に大きな雇用が発生し、その大きさは原子力発電の5倍以上とされている。

(4) 再生可能エネルギー（太陽光発電と風力発電）と系統安定の問題

「系統安定」とは、発電と消費の同時性が要求されるという電力の特殊事情から生じる問題である。電力は貯めておくことができず、消費される分だけ作られねばならない。地域のコミュニティで消費する地産地消のレベルを超え、大規模に太陽光発電や風力発電が導入された場合、天候（天気や風況）等に依存した発電量の変化への対処方法、太陽光発電の昼間の電力の余剰と夜の電力の不足への対処方法などについて、現在の電力系統が不安定になるという問題が発生する。

① 天候による系統安定の問題と広域融通

季節変動と天候による電力供給の不安定さを解消するためには、電力系統を広域融通できるように設計されねばならない。

欧州では広域融通体制が進んでいるが、日本では電力系統にはこれまで広域での「融通」という考え方はあまりなかった。それは地域ごとの電力に責任を持つ日本の体制の中でニーズがなかったからだが、電力は計画的、集中的に効率よく必要量だけ発電し、それを必要なところだけに配電すればよいという考えが主力だったことによる。

現在、北海道や東北では風力発電の設置に適した場所があっても、それに伴う需要がないことなどから電力系統への受け入れが困難な状況にある。北海道から九州まで数 GW 以上の電力幹線による融通の手段があれば、北海道や東北の風力は大きなポテンシャルになる。

スウェーデンでは北から南へ数 GW の直流超高圧送電線が稼働しており、この技術は中国では東西 2,000 km に渡り、インドでは南北間の長距離送電のために導入されようとしている。欧州では 500 km 以上の長さの海底ケーブルも駆使して、全域の電力融通が進んでおり、このために例えば風力においても全電力の 20% 程度まで受け入れても蓄電設備などの導入は必要がないとされている。すなわち、当面の間は蓄電設備に頼らなくても広域融通で系統安定の問題は対処でき、その後において、すなわち、2020 年以降においては電力貯蔵の方式の導入がより大きな問題となる。

我が国も北海道から九州までスウェーデンと同様の数 GW 以上の直流超高圧送電を導入すれば、50/60 Hz 問題も同時に解消され、各地域の天候を平均化して調節することが可能になるとする提案がなされている。

② 太陽光発電による系統安定の問題とスマートグリッド

太陽光発電は、発電が昼間に限られるため、半日以上に渡る長時間の変動問題が生じるが、まず、昼間の太陽光発電の余剰と夜間の不足をどうするかという問題が発生する。この解決策の一つに「スマートグリッド」がある。

日本でもスマートグリッドの導入が始まろうとしているが、スマートグリッドは広域融通を可能にするだけでなく、発電機と電力消費機器のオン・オフを行って需給バランスの調節を可能とする。つまりスマートグリッドにより、電力が足りない時間帯には売電価格を高く設定し、電力が余る時間帯には売電価格を安く設定するということが可能になり、消費者側では、例えば電力価格が安い時に電気自動車の蓄電池へ充電したり、湯を沸かして貯めたりするなどし、逆に電気が不足する時には蓄電池の電気を電力会社に売るなど、電力会社との契約であらかじめ決めておき、電力会社側で電源をコント

ロールするなどの運用が可能となる。

③ 系統安定のための当面の対応としての火力発電

当面の電力過不足の調節は火力発電で行うことになる。太陽光や風力による発電量が大きい時間帯は、火力発電の出力を下げ、不足するときには火力発電を増やす。現在のデンマークやドイツなど再生可能エネルギー電力の多い国（デンマークは約3割）の調節の主力は火力発電で行われている。

しかしながら、火力は温室効果ガスを排出するという問題があり、今後比率を下げていく必要がある。これらを両立させるためには、火力発電は、稼働率を現在の70%程度から50%程度に下げつつも設備は温存しておく必要がある。

原子力発電を再生可能エネルギーに置き換えた場合の2030年の平均的な1日の時間別電源別発電構成の試算*を<参考4>に示す。

今後、プラグインハイブリッドや電気自動車の普及とスマートグリッドとの連携等によって、1日サイクルの電力調節はかなり緩和され、化石エネルギーの使用を少なくすることができると考えられる。

④ 系統安定のための将来の対応

究極的には、電力の余る時間に水の高温高压電解によって水素を得、燃料電池や水素タービンなどにより発電する方法や、圧縮空気電力貯蔵など様々な技術を駆使して課題解決を図っていくことも提案されている。将来における電力安定化の一つの方策として、地球規模の電力融通が考えられる。どこかで風が吹き、どこかで太陽が照っていることを利用する。すでに欧州では、アフリカ大陸との間に何本もの海底ケーブルをイタリア、フランス、スペインを経由して敷設する計画が進められている。サハラ太陽エネルギーを有効利用しようという計画である。

(5) 再生可能エネルギーにおける日本の技術

我が国はエネルギー資源の大部分を海外からの輸入に頼ってきた。エネルギーの安定確保を図る必要性から、再生可能エネルギーの研究開発の歴史は1974年に始まったサイシャイン計画という国の大型プロジェクトを契機として37年に及び、すでに高い技術力を有している。

特に、太陽光発電については技術開発の歴史が古く、1954年にアメリカのベル研究所において世界初の単結晶シリコン太陽電池の発明が発表された翌年には、日本でも太陽電池の試作品が製作された。以来、研究開発が進めら

れ現在では、単結晶シリコン、多結晶シリコン、薄膜系シリコン、CIGS 系⁸の各方式で有力メーカーはいずれも、変換効率などの性能競争では世界のトップクラスとなっている。さらに、日本ではここ 1 年を考えてみても全く新たな仕組みの太陽電池（有機薄膜型、色素増感型、 dendroライト型 Si 結晶利用）が提案されている。

風力においては、日本のメーカーが、周波数調整により出力変動を大幅に小さくすることで、既存の送電線への接続性（系統接続性）を飛躍的に向上させた永久磁石同期モーター型風力発電機の技術を有しており、これは、シンプルでメンテナンス性の良い可変速ギアレス同期発電機風車として、洋上発電の導入が進む欧州で注目されている。

地熱発電では、日本メーカーが世界シェアの 7 割を占めるなど高い技術力を有している。

(6) 日本の総エネルギー消費量の再生可能エネルギー化による代替

我が国の最終エネルギー消費は、資源エネルギー庁によれば、2009 年実績で 372 百万 kL（原油換算、内 23.3%を電力で使用）となっている[22]。

一方で、「ポテンシャル調査」によれば、代表的な再生可能エネルギーである太陽光発電の導入量ポテンシャルは 225 GW 程度、風力は 1,900 GW 程度（洋上含む）となる。これを原油換算すると、約 330 百万 kL（原油換算）であり、これだけでは不足するが、省エネルギーを進め、2009 年実績から約 10%の省エネルギーが達成できれば賄えると試算される。

この導入ポテンシャル量は、現在の変換効率等に基づいたものであり、今後技術革新等により変換効率が上がれば、ポテンシャル量の増加が期待できる。また、「ポテンシャル調査」では法規制等により対象外となっていた地域にも、規制を見直すことで開発可能地点を増やすことも考えられる。また、同一地域に各種発電方式を重ねて設置したりすることも考えられる。

その他、省エネルギーの推進や技術開発により、エネルギー消費量が減少していくことで、再生可能エネルギーで発電できる電力量の範囲内に全エネルギー使用量が収まる可能性もある。不足する場合には、エネルギーの余る国々から水素や DME（ジメチルエーテル）など余剰電力から作った燃料を一時的に輸入しつつ、国産比率を上げていくことになる。

ただし、実用的な面では、電力により我が国のすべての動力源を賄うとすると、特に運輸部門の自動車や船舶、航空機等への利用について課題も多くある。

⁸ Cu（銅）、In（インジウム）、Ga（ガリウム）、Se（セレン）の 4 つの元素を組み合わせで作られた新しいタイプの太陽電池。価格が安く、薄型の太陽電池を作ることができる。頭文字をとって CIGS 系と呼ばれる。

(7) 世界のエネルギー状況

① 世界の再生可能エネルギーの導入状況

世界の再生可能エネルギーへの投資については、「(3)再生可能エネルギーの実現性と課題 ①再生可能エネルギーの現状」にも示すとおり、2010年に20兆円に達する急激な伸びを示している。また、2009年には、世界の発電設備容量において初めて再生可能エネルギーが原子力を超えたとされている。再生可能エネルギーへの投資額は、中国をトップに、次いでドイツ、アメリカ、イタリアが続いていて、日本は大きく出遅れている状況である。(世界の再生可能エネルギーの投資額については、図11参照)

再生可能エネルギーに積極的に取り組んでいるのはドイツで、この分野への投資が年間4兆円(国民一人当たりの投資額5万円)にまで拡大している。このような努力が相当な決意に基づいていることは、ドイツの科学アカデミーや研究振興協会を中心とする The Ethics Communication for a Safe Energy 委員会から2011年5月30日にメルケル首相に宛てた提言書にも示されている(<参考5>参照)。また、今後の道筋については、ドイツ自然科学アカデミー等から提言が出されており、脱原子力に関する取り組み等が言及されている(<参考6>参照、各国のエネルギー政策に関しては、<参考7>参照)

一方の日本は、国民一人当たり2,000円であり、中国の3,000円よりも少ない状況である。ドイツが急激に再生可能エネルギーの導入を拡大していった背景には、FITの導入がある。この制度の導入により、再生可能エネルギーは産業として30万人の新たな雇用を創出し、間接雇用を含める100万人を超えると報じられている(ドイツ研究振興協会DFG2010)。

再生可能エネルギー設備投資額比較(2010年)

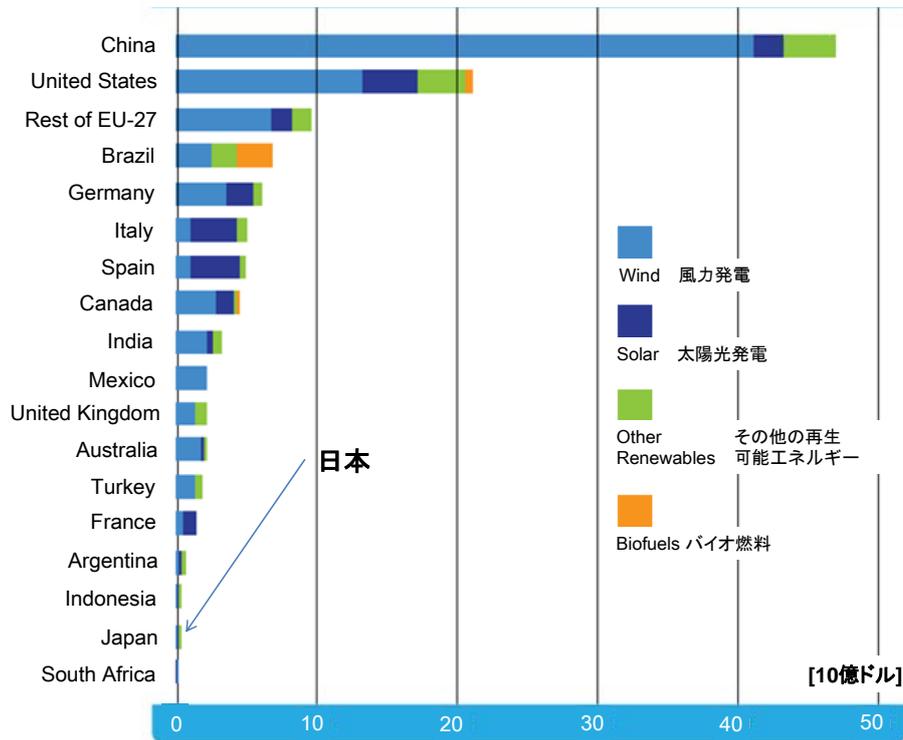


図 11：再生可能エネルギー設備投資額比較（2010年）

（出典：Who's Winning the Clean Energy Race? 2010 edition, The PEW Charitable Trust.）

② 世界の原子力発電の導入状況

世界の原子力発電の建設は、1986年のチェルノブイリ原子力発電所事故後減少し、それ以前の年間20基程度の新設が、その後の20年間は平均4基となった。先進国では日本を除いて原子力発電の建設はストップ又は大幅な減少となっている。少なくともアメリカとイギリスについては、ここ25年以上原子炉の新設はまったく行われていない状況である。アメリカでは40年、フランスでは30年の寿命を設けていることから今後使われなくなる原子炉は多くなるが、新設では補いきれないため、全体として減少が予想される。現在441基ある原子炉は平均年齢が26歳（寿命30～40年）と高齢化しており、今後10年で158基が40歳を超えることとなる。（図12および図13）

福島第一原子力発電所事故により、ドイツ、オーストリア、スイス、イタリアの4カ国は、脱原子力発電を決め、今後の再生可能エネルギーの大規模な導入が課題となっている。

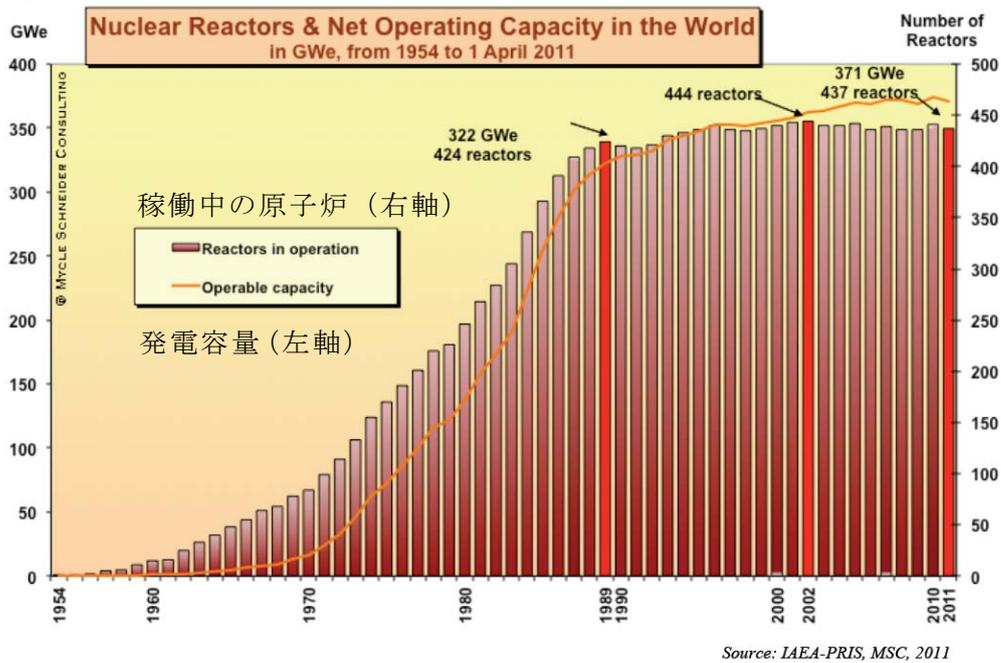


図12 世界全体の原子力発電容量の推移 (1966年～2011年)
(出典: The World Nuclear Industry Status Report 2010-2011、
Worldwatch Institute)

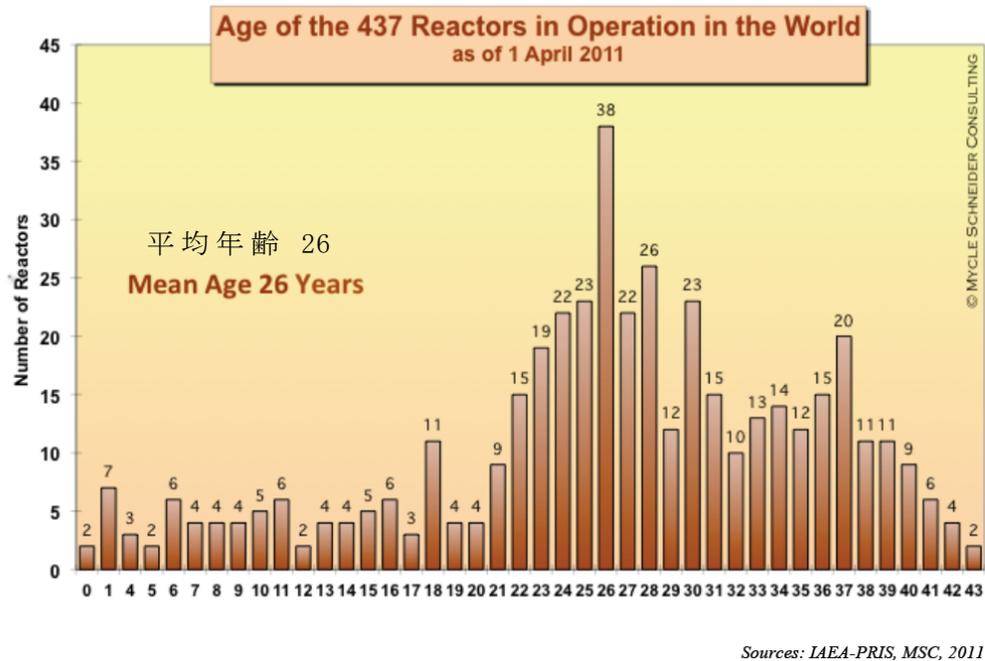


図13 稼働中の世界の原子炉437基の年齢
(出典: The World Nuclear Industry Status Report 2010-2011、
Worldwatch Institute)

(8) 発送電分離

① 発送電の一体的運用と分離化

現在、我が国では一部を除いて、既存の電力会社が発電と送電の両方を一体的に運用しているが、発送電分離は、この発電と送電を別の事業者に分離することを意味する。

これができれば、送電事業者の中立化を図ることができ、発電事業への新規参入が増えて競争原理による電力料金の低廉化が期待できると考えられている。

1990年代に電力の自由化が制度化され、新規事業者の参入が段階的に進んでいるものの、送電網は既存の電力会社に依存するため、実質的な電力会社による地域独占の実態は変わっていないのが現状である。しかし現在、再生可能エネルギーによる発電事業者の新規参入の推進や原子力発電の停止等による地域間の電力の融通性を高める等の手段として「発送電分離」に対する関心が高まっている。

② 発送電分離と一体のメリット、デメリット

現在の発送電一体のメリットは、発電と送電を一体的に管理することで、長期的なエネルギー政策を反映しやすく、電力の需要に応じて、発電や送電の設備投資を計画的に行うことができるという点や、電力の安定供給および電力の供給責任が明確になるという点がある。発送電の分離は、個々の事業者の利益が優先されたり、設備投資が需要と連動しなかったりし、電力の安定的供給責任を誰が担うのかが明確でなくなることが指摘されている。

一方で、発送電の分離はメリットが大きいとする指摘もある。送電網を公共的に運営し、中立化することで、上記①のとおり、発電事業への新規参入が増大し、競争原理が働くことで電力料金の低廉化が期待できるとされる。また、政府の方針による再生可能エネルギーの普及策がスムーズに反映されることもメリットとして上げられる。諸外国の例としては、ほぼすべての先進国と中国やインド等で発送電分離が採用されている。欧州では、多くの国で送電会社が国有化されるなどして、送電網の公共性が重視されている結果、政府が再生可能エネルギーの普及策を決めると、それがスムーズに反映される環境になっている。

なお、発送電を分離するか一体とするかは、海外の動向や安定供給の問題も踏まえつつ、論議がなされる必要がある。

むすび

我が国の社会・経済は、東日本大震災およびそれに続く東京電力福島第一原子力発電所事故後の困難な状況を未だ抱えているところである。

日本学術会議は、この事故を契機に、「今後のエネルギー選択のあり方」の論議を深めることの重要性に鑑み、「東日本大震災対策委員会」のもとに「エネルギー政策の選択肢分科会」を設置した。

本分科会は、専門分野を横断する委員をもって構成し、社会に向けて客観的な情報と知識を提供することにより、主権者たる国民の意思決定に当たっての議論の論点を提起する責務があると考え、2011年6月24日に「日本の未来のエネルギー政策の選択に向けて一電力供給源に係る6つのシナリオ」を提言し、さらに本報告をまとめた。

本報告において提言した6つのシナリオは、その一つを選ぶこともできるし、中間形態を選ぶことも可能である。さらには時間的に路線の見直しを行っていくこともあり得る。ただし、いずれのシナリオにおいても、大きな問題点や解決すべき困難が存在している。政策の選択にあたっては、幅広い複合的な観点として①原子力の安全性、地球の温暖化、資源の枯渇などのリスクを回避するために必要な経済的・社会的な課題、②エネルギーの安全保障、③時間的要素を考慮したビジョン、④省エネルギーの重要性、⑤国民の理解と合意、⑥諸外国の動向などを踏まえることが重要である。なお、本報告はいずれか一つのシナリオに議論を誘導する意図を持つものではない。

本報告で示した数値などは、前提とする条件や技術変化などにより大きく変わり得る。日本のこれまでのエネルギー政策もこの不確かさの上に築かれていたことも事実であり、今後も継続的な検討が必要と思われる。そのためには、関係機関からの情報が必要であることから、日本学術会議は今後この種の情報の公開に期待する。

本分科会は、日本学術会議第21期末までの半年間という限られた活動期間の中でこの報告をまとめた。今回明らかになった問題点・課題については、引き続き掘り下げが必要であると考えており、日本学術会議は、内外専門家との議論や市民に対する公開シンポジウム・討論会を積極的に行うなど、21世紀の人類社会の重要な問題として、今後もエネルギー政策に係る総合的な検討に取り組むべきと考える。

参考資料

<参考1> エネルギー選択の評価指標

安定供給性	環境性（安全性）	経済性
<ul style="list-style-type: none"> ・ 国別資源埋蔵量（偏在度）と可採年数（化石資源、核燃料資源） ・ エネルギー資源供給安定性（海外依存率、自主開発率） 国際市場での燃料価格安定性 ・ 時間変動、年間平均設備利用率（自然エネルギー） ・ プラント稼働率（点検期間、修繕期間） ・ 負荷変動追従性 ・ 災害緊急時、孤立地域のエネルギー供給などの防災対応 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 大気汚染（NO_x、SO_x、煤塵） ・ オゾン層破壊（フロン系冷媒）、温排水 ・ 気候変動（温室効果ガス） ・ 放射性廃棄物、放射能汚染（原子力） ・ 食糧供給との整合性、窒素、リンなど特定元素の高濃度化（バイオマス） ・ 生態系、生物多様性への影響 	<ul style="list-style-type: none"> ・ LCA、エネルギープロフィット比、エネルギーペイバック年数 ・ 燃料費（原価、転換、輸送、貯蓄）、材料費、エネルギー単価、発電単価 ・ 燃料などの価格変動に対する事業安定性 ・ 研究開発費、機器製造費、プラント建設費、プラント面積、設置工事費、環境対策費 ・ 環境アセスメント期間、設置・建設期間 ・ プラントメンテナンス費、廃棄物処理費、プラント廃棄費 ・ 災害、テロに対する対策コスト、復旧費と復旧時間、事故被害の補償費 ・ エネルギー産業としての経済効果（電力市場、燃料市場）、雇用

<参考2>

評価指標による比較

評価指標	安定供給性				環境性(安全性)		経済性					その他留意点		
	国内の最大ポテンシャル※1	燃料供給、燃料価格の安定性	発電の時間変動性・安定性・変動追従性	設備利用率※2	発電時の温室効果ガス	その他	発電コスト※3	初期コスト(設置コスト)※目安、償却期間で発電コストに含まれる※4	将来予想されるコスト	導入・建設期間※5	耐用年数		経済効果、雇用	
原子力		△ ・枯渇の懸念(50~300年程度) ・価格変動 ・ほぼ全量を輸入。濃縮も海外が多い。	○~× 地震や事故発生時に長期停止の可能性。またその波及による他原子炉の停止もある。	○ 55~80%	◎ 排出しない	・放射性廃棄物処分の問題 ・テロ、地震などのリスク	◎~△ 5.9~12.23円/kWh	30万円/kW (3,000億円/100万kW)	↗ 安全性確保のためのコストが発生する	× 10年以上	30~40年	7万人(民間企業及び公的機関の従事者) (※11)	・事故の際には放射性物質の放出による健康被害と賠償の問題がある。 ・放射性廃棄物の長期保管のコストやリスクの問題がある。 ・想定外の震災への対応の問題がある。 ・ある発電所で深刻なトラブルを起こすと、直接被害のない他の原発も止まる可能性がある。 ・一旦地震や事故で停止すると復旧に時間がかかり、長期停止の可能性が高い。	
水力 (含揚水)	現状維持とする	◎		△ 20~25%	◎ 排出しない	—	△ 11.9円/kWh	67万円/kW (100億円/1.5万kW)	→	× 10年程度(規模による)	規模による	—	・大規模な水力発電は立地問題がある。 ・大規模なもの適地は、すでに設置済みが多く、新設可能な場所が少ない。 ・再生可能エネルギーの変動への対応が可能。	
火力	天然ガス	△ ・枯渇の懸念(50~300年程度) ・価格変動 ・ほぼ全量を輸入。天然ガス、石炭:アジア大洋州、石油:8割以上中東	○ 変動に追従した発電も可能	○ 30~80% 需要に応じて調節可能	△ ※6 474 g/kWh	CO ₂ 隔離貯蔵技術の導入の可能性あり	○ 6.5円/kWh	30万円/kW (1,500億円/50万kW)	↗ 今後の価格上昇が想定される。	○ 1~3年(規模による)	30年程度	—	・CO ₂ 削減に向け、長期的に削減していく必要がある。ただし、隔離貯蔵技術(CCS)の導入の可能性もある。 ・再生可能エネルギーが普及した場合は、その変動に備え設備は維持することが必要である。 ・シェールガス等新たな資源により、価格が安定化される可能性がある。 ・燃料電池と熱機関によるコンバインドサイクル(※13)で70%以上、石炭でもガス化発電(IGCC、※14)による効率改善が見込まれる。また、熱電供給(コージェネレーション)による熱供給が伴えば更に省エネルギーである。	
	石油						× 738 g/kWh							△ 11.2円/kWh
	石炭						× 943 g/kWh							○ 6.2円/kWh
再生可能エネルギー	太陽光	◎ 225 GW (戸建・集合住宅75 GW、非住宅150 GW)	◎ 太平洋岸で比較的好条件	× 日中のみ発電、気象条件により変動	× 12~15%	◎ 排出しない	・製造にエネルギーが必要(ペイバックタイム2年) ・景観の問題	× (住宅)42円/kWh (メガソーラー)38円/kWh 参考:(ドイツ)28円/kWh ※いずれもFIT価格	40万円/kW (120万円/3kW)	↘ 量産により大幅なコストの減少が予想される	◎ 1~2年(メガソーラー)	~約40年 10年程度で部品の交換が必要。(※9)	・変動や地域間連携に伴う系統接続対応が必要である。 ・発電のためには相応の面積が必要である。 ・太陽光や風力発電の夜間電力、季節・時間変動性の対策のため、 - 火力発電との組み合わせ - 揚水発電の活用 - 全国規模での普及により変動の影響をある程度均衡化	
	風力	◎ 1,880 GW (陸上280 GW、洋上1,600 GW)	◎ 北海道・東北が風況が良い。	× 気象条件により変動 落雷による効率、コストへの影響	△ 24~31%	◎ 排出しない	・バードストライク ・低周波数振動・騒音 ・景観の問題	△ 30円/kWh	30万円/kW (3億円/1,000kW)	↘ 量産によりコストの減少が予想される	◎ 1年以内~3年程度(規模による)	約20年(※10)	ドイツで36万7,400人の雇用(年間投資4兆円) (※12) ・日本の2011年現在の製造能力(参考) 太陽光: 約3 GW (※7) 風力: 800 MW (※8) ・量産効果で機器の価格が下がっても、設置費や工事費が必要になる。	
	バイオマス	△ (石油換算1,400万kL)	○	○	○	○ (カーボンニュートラル)	運搬の問題	△ 22円/kWh	—	—	—	—	・バイオマスは火力発電での混焼やバイオディーゼル燃料、エタノール発酵など多様な活用方法があり、コストや設備、資源も多様。発電以外のエネルギーとしての活用も多い。 ・国内ではゴミなどの廃棄物発電も多い。	
	地熱	○ 14 GW	◎ 国内に分布	○ 安定した発電	○ 70~90%	◎ 排出しない	・温泉、国立公園への影響 ・景観の問題	○~△ 8~22円/kWh	5万円/kW (50億円/10万kW)	→	× 10年程度	—	—	・適地が国立・国定公園内などの場合、各種規制の問題がある ・地熱資源量は世界3位
	潮流、波力	○ (波力:7 GW) (潮流:8 GW)	◎	△~○	○	◎ 排出しない	漁業との干渉	—	—	—	—	—	—	・今後の実用化に向けてさらなる実証試験が必要である
	中小水力	○ 14 GW	◎ 日本全国に分布	○ 規模や方式によって異なる	○ 65%	◎ 排出しない	規模や方式によるが、堰を作るなどの影響	○~× 10~35円/kWh	110万円/kW (6,700万円/61kW)	↘ 量産によりコストの減少が予想される	◎ 1~5年程度(規模による)	—	—	・地形や水量などにより多様な発電方式がある。 ・水利用権許可申請などの手続きが必要。

※1:平成22年再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査(環境省)

※2:原子力 資源エネルギー庁 電力調査統計
太陽光、風力 平成22年再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査(環境省)
地熱、分科会調査に基づく

※3:一般水力~原子力(5.9円)「エネルギー白書2008」第112-2-8及び「総合資源エネルギー調査会電気事業分科会第9回コスト等小委員会資料」
原子力(12.23円) 経済産業省第48回原子力委員会資料(立命館大学 大島堅一教授)、「原子力政策大綱見直しの必要性について」、2010年9月
太陽光「FIT平成23年度買い取り価格」
風力「総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会報告書」
地熱、中小水力「NEDO 再生可能エネルギー技術白書」
バイオマス「低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言(環境省)」

※4:原子力 原子力発電所の設置概要表 <http://www.pref.fukushima.jp/nuclear/hatsudensyo/gaiyou.html>
火力 敦賀火力発電所2号機の運転開始について <http://www.rikuden.co.jp/press/attach/00092801.pdf>
水力 電気事業連合会 <http://www.meti.go.jp/committee/materials/downloadfiles/g80205d03j.pdf>
太陽光、風力 分科会調査に基づく

中小水力 小水力発電導入手引書(GIAC) http://www.giac.or.jp/projects/report_pdf/2006_LG00547.pdf

地熱 日本地熱学会 <http://www.re-policy.jp/jrepp/FIT/GRSJ-DEMAND20101112.pdf>

※5:法令(条例含む)等により環境アセスメントが必要な場合があり期間が長くなるケースがある。

※6:電力中央研究所報告、平成22年7月、日本の発電技術のライフサイクルCO₂排出量評価

※7:分科会調査に基づく

※8:(社)日本電機工業会 機関誌「電機」2009年7月号 http://www.mhi.co.jp/products/pdf/wind_sonota_200907_01.pdf

※9:http://www.sharp.co.jp/sunvista/known/faqs/#generation_electricity 他

※10:Technical University of Denmark http://130.226.56.153/rispubl/VEA/Review_Historical_Modern_Utilization_Wind_Power.pdf

※11:科学技術研究調査報告書(総務省統計局)平成5~10年、平成10年度原子力産業実態調査報告(日本原子力産業会議)

※12:Renewable energy sources 2010 http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/ee_in_zahlen_2010_en_bf.pdf

※13:ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電方式。通常の火力発電より効率が高く、同じ量の電気を作るときにCO₂の排出量が少ない。

※14:石炭をガス化して燃焼させることでガスタービンを回し、さらに排ガスを利用して蒸気を発生させて蒸気タービンを回して発電する高効率な発電方式。

＜参考3＞ 6つのシナリオにおける各種試算*

A から F の 6 つのシナリオについて、各シナリオにおける電源別発電量及び構成比の推移、投資額及び関連経費、発電コストの推移と標準家庭における電力料金の増減を試算*した。試算*にあたっては、以下に示す前提条件を採用した。また、試算*について補足すべき事項も合わせて記載している。

ここで示す前提条件の設定の仕方や、今後の技術変化などにより、試算*結果は大きく変わりうるものであるが、本試算*は当面の議論を促進するために供するものである。

(1) 各シナリオにおける試算*の前提条件及び補足事項

需要電力量の推移及び電源別発電量の推移、投資額などの想定については、以下の前提条件で算出している。

① 総需要電力量

ア 総需要電力量は震災前の約 1,000 TWh/年を基準とし、2011 年の節電意識の継続が想定されるため、各年度とも 1,000 TWh の 15% (150 TWh) 程度の節電を盛り込んだ。

イ 人口減等による電力需要の減少 (2040 年までに約 14% 需要減を想定) 及び、省エネルギー機器の普及に伴う減少分 (同じく 2040 年約 7% 需要減) は千葉大学資料[23]をもとにしている。

② 電源別発電量

ア 2010 年の電源別発電量は、資源エネルギー庁電力調査統計[24]に基づいている。

イ 原子力発電による発電量は、現状 (2010 年) の 288 TWh/年を基準とした。また、シナリオ E では、寿命 (40 年) に達した原子炉は同容量の新原子炉にリプレース (更新) するものとした。また、シナリオ F では、それに加えて 2030 年までに 14 基の新增設 (エネルギー基本計画[1]) を行うものとした。

ウ 太陽光発電及び風力発電の発電量は、現在の比率 (1 対 2) を維持して増加するものとし、太陽光発電が環境省の「2010 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」[17] (以下「ポテンシャル調査」という。) の導入ポテンシャル (エネルギー利用に関する土地の傾斜、法規制、土地利用、居住地からの距離等の制約要因を考慮したエネルギー資源量) の約 2 分の 1 に達した以後は、その割合にかかわらず導入ポテンシャルに余裕のある風力発電の発電量が増加すると予測した。地熱発電及び中小水力発電等の発電量は、導入ポテンシャルの約 2 分の 1 を限度として増加するものとした。

エ 2020 年及び 2030 年の電源別発電量は、2020 年 (国際約束) および 2030

年（エネルギー基本計画[1]）の温室効果ガス排出削減目標を達成することを前提とした。

③ 投資額及び関連経費

ア 原子力関連で追加的に必要な費用

後述するように、原子力発電に関するコストについては様々な金額が提示されており、その内訳も一様でない。ただし、今まで前提として頻繁に用いられてきた資源エネルギー庁の試算[8]の試算時（2004年）と現在では原子力発電をとりまく状況が多分に異なっており、発電コストの試算に含まれる費用に加え、以下の費用が今後必要になるものと考えられる。

（ア） 原子炉の新增設費用

シナリオFでは、原子炉の新增設費用として、1基当たり4,000億円以上の投資が必要になると考えられる。この費用は、原子力発電の発電コストにより回収されることとなる。ただし、原子炉の安全性への意識の高まりにより、今後、新增設費用が増大する可能性がある。その場合は、発電コストの上昇につながる。

（イ） 廃炉費用

原子炉の廃炉には、寿命による通常の廃炉と今回の福島第一原子力発電所の事故による廃炉がある。通常の廃炉に係る経費は、発電コストに含まれるとされている。

一方、事故による廃炉は、発電コストには含まれていない。日本経済研究センターの廃炉関連費用の推定は、10年間でスリーマイル島と同程度で7400億円程度、チェルノブイリと同程度で15兆円程度とされている[25]。

（ウ） 賠償関連費用

福島第一原子力発電所の事故の賠償関連費用として、様々な推定値が報道されており確定していないが、4兆円から10兆円程度あるいはそれ以上で幅があると考えられる。

（エ） 安全対策費用

シナリオB～Fにおいて、「原子力発電のより高い安全性を追求する」としているが、安全対策の内容、期間、投資額等について不確定要素が多いため、その費用は試算していない。浜岡原子力発電所の対策費の例では1基あたり75億円程度と推定される。また、ストレステストの結果により対策を講じることも想定されるが、その経費も今後追加される

イ 再生可能エネルギー関連で新規に必要な費用

（ア） 発電設備関連

再生可能エネルギーの発電設備の投資額については、表3を前提に推定している。既存設備の更新分は見込んでいない。

表3 再生可能エネルギーの発電設備の投資額

区分	初期コスト (万円/kW)	稼働率 (%)	量産化コストダウン係数 (1.0-改善率)			
			2012～ 2016年度	2017～ 2020年度	2021～ 2030年度	2031～ 2040年度
風力	30	20	1.0	0.8	0.6	0.5
太陽光	40	12				
地熱	50	80				

今後生じるであろう技術開発などにより、表3の量産化コストダウン係数が小さくなる場合は、その分再生可能エネルギーの投資額は減少する。

(イ) 送電設備関連 (系統安定化費用)

再生可能エネルギー導入に伴う系統安定化費用として、太陽光発電と風力発電の発電量の増加に応じた投資額を環境省資料[21]及び日本風力発電協会資料[26]をもとに試算*した。

④ 発電コスト

ア 原子力発電の発電コストについては、様々な金額がある。本試算*では、以下(ア)～(ウ)の3つのケースについて算定した。なお、③アに示した、原子炉新增設の費用、廃炉費用、賠償関連費用、安全対策費用等が追加されると発電コストに上乘せされる可能性がある。ただし、本試算*では金額を確定できないため、以下の(ア)～(ウ)の金額をそのまま原子力発電コストとして用いた。

(ア) 資源エネルギー庁の試算[8]より、5.9円/kWh

この試算では、モデルプラントを想定して発電コストを算出しており、運転年数・設備利用率・割引率によって、様々な試算値を示している。運転年数を40年とした場合、4.8～6.2円/kWhとしている。本試算*では、運転年数40年、設備利用率70%(2010年の原子力発電の設備利用率実績：68%を参考にした)、割引率3%として、5.9円/kWhの数値を用いた。

なお、5.9円/kWhには、使用済み核燃料の再処理経費や地下埋設処分に係る経費も含まれるとされるが、この経費については十分ではないとする指摘もある[9]。

(イ) 立命館大学国際関係学部大島堅一教授の試算[9]より、12.23円/kWh

この試算では、有価証券報告書総覧の記載データからの算出したコストに加え、国による立地対策費、研究開発費用、揚水発電に係る経費を含めている。(揚水発電、開発費のすべてを含めることは過大であるとの指摘もある

(日本エネルギー経済研究所) [10].)

(ウ) 電気新聞(2011年8月23日)による政府試算とされる報道から、20.2円/kWh

同報道によれば、使用済み核燃料の再処理などバックエンド費用を74兆円(資源エネルギー庁資料[8]では約19兆円)とし、地球環境産業技術研究機構秋元圭吾氏の発電コスト推計[11]による8.1~12.5円/kWhに、国からの立地対策費及び研究開発費用約2円/kWh、賠償などのリスク費用3円強/kWhを加算すると15.8~20.2円/kWhになるとの試算案が政府内でまとめられたとして紹介されている(この試算案については、具体的な内容が不明であり、透明性ある議論を経て客観性を持って検証されるべきとの指摘もある)。

イ 再生可能エネルギーの発電コストは、2016年は太陽光48円/kWh、風力20円/kWh、地熱20円/kWh [17]、バイオマス発電21.8円/kWh [21]を用いた。また、2020年及び2030年については、それぞれ太陽光31円/kWh、風力18円/kWh、地熱20円/kWh、バイオマス発電21.8円/kWh [21]とした。

なお、本発電コストについては、今後生じるであろう技術開発などにより、さらに安価になるという見方もある。

ウ その他の電源として、大規模水力11.9円/kWh、火力(石炭6.2円/kWh、LNG6.5円/kWh、石油等11.2円/kWh) [8]として試算*した。運転年数は40年、設備利用率は水力以外70%、水力45%、割引率3%と仮定した。なお、原子力発電と同様に、これらの電源の発電コストにも様々な金額が提案されているが、原子力の発電コストによる比較を明確化させるため、統一して上の金額で試算*を行った。

エ 再生可能エネルギー導入に伴う系統安定化経費を環境省試算[21]及び日本風力発電協会資料[26]に基づきシナリオ毎に試算*し、発電コストに含めた。なお、減価償却期間は20年と想定した。

オ 標準家庭における電力料金を算出するに当たっては、発電コストの増減の変化を単純に電力料金に転嫁している。また、標準家庭の消費電力量は2010年、月間300 kWhをベースに、年ごとの節電・省エネルギーの予測を反映して削減している。

⑤ その他

ア 温室効果ガス排出削減の2020年及び2030年の目標達成の確認は、国立環境研究所のモデルケース[27]と、電力中央研究所の電源別温室効果ガス排出量[15]を参照した。

イ 太陽光発電および風力発電に必要な面積は、経済産業省資料 [19]を参考に試算*した。

(2) 各シナリオの試算*値

① シナリオ A

ア 電源別発電量及び構成比の推移

区分		2010年	2012年	2016年	2020年	2030年	2040年	
電源別 発電量 TWh	原子力	発電量	288.2	0.0	0.0	0.0	0.0	
		構成比	31.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	化石燃料	発電量	551.4	734.3	609.8	390.8	213.8	130.8
		構成比	60.0%	89.9%	75.9%	49.8%	29.7%	20.5%
	大規模水力	発電量	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2
		構成比	8.1%	9.1%	9.2%	9.5%	10.3%	11.6%
	風力	発電量	0.09	2.0	66.0	180.0	235.0	235.0
		構成比	0.0%	0.2%	8.2%	22.9%	32.6%	36.8%
	太陽光	発電量	0.05	1.0	33.0	90.0	100.0	100.0
		構成比	0.0%	0.1%	4.1%	11.5%	13.9%	15.7%
	地熱	発電量	2.5	2.5	10.0	25.0	49.0	49.0
		構成比	0.3%	0.3%	1.2%	3.2%	6.8%	7.7%
	小水力・バイオ等	発電量	1.9	3.0	10.0	25.0	49.0	49.0
		構成比	0.2%	0.4%	1.2%	3.2%	6.8%	7.7%
	合計	発電量	918.3	817.0	803.0	785.0	721.0	638.0
		構成比	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

イ 投資額及び関連費用

(ア) 原子力関連で追加的に必要な費用

(1)③ア参照

(イ) 再生可能エネルギー関連で新規に必要な費用

期間		2012～2016年度	2017～2030年度	2031～2040年度	
発電設備関連	投資額	24.9兆円/5年 約5.0兆円	44.7兆円/14年 約3.2兆円/年	—	
	新設容量	風力	37.6 GW	96.5 GW	—
		太陽光	31.3 GW	63.7 GW	—
		地熱	1.1 GW	5.6 GW	—
		中小水力・バイオ	1.2 GW	5.6 GW	—
	累積面積	風力	1,612 km ² 琵琶湖の2.4倍	5,741 km ² 8.6倍	5,741 km ² 8.6倍
		太陽光	218 km ² 琵琶湖の0.3倍	662 km ² 1.0倍	662 km ² 1.0倍

・この他に、再生可能エネルギー導入による系統安定化に係る費用の試算*として、2030年までに35兆円程度の費用が想定される。

ウ 発電コストの推移と標準家庭における電力料金の増減

「ア 電源別発電量及び構成比の推移」に示す電源別構成比と、前提条件に示す電源別の発電コストの加重平均により、各年の発電コストを試算*した。

その際に、原子力発電のコストについて 5.9 円/kWh ではバックエンド費用の見積もりが過少ではないか等の指摘もあるため、i) 資源エネルギー庁試算 (5.9 円/kWh)、ii) 立命館大学の試算 (12.23 円/kWh)、iii) 電気新聞の報道による試算 (20.2 円/kWh) の3通りについて試算*した。

発電コストの試算*における前提条件等は以下のとおりである。

- ・ 原子力発電コストが i) ~ iii) の何れの場合も、現状 (2010 年) の電力料金に包含されていると仮定した。
- ・ 現状 (2010 年) の発電コストと各年の発電コストとの変動額は () 内に示した。
- ・ 現状 (2010 年) の標準家庭の電力料金 (月額) との変動額は標準家庭月額欄に示した。

原子力発電 コスト	発電コスト (各種電源の発電コストによる加重平均)			
	2010 年 (現状)	2016 年	2020 年	2030 年
i) 5.9 円/kWh (資源エネルギー 試算)	7.10 円/kWh	11.04 円/kWh (+3.94 円) 標準家庭月額+766 円	15.40 円/kWh (+8.30 円) 標準家庭月額+1,821 円	18.76 円/kWh (+11.66 円) 標準家庭月額+2,290 円
ii) 12.23 円/kWh (立命館大試算)	9.08 円/kWh	11.04 円/kWh (+1.95 円) 標準家庭月額+170 円	15.40 円/kWh (+6.32 円) 標準家庭月額+1,225 円	18.76 円/kWh (+9.68 円) 標準家庭月額+1,694 円
iii) 20.2 円/kWh (電気新聞)	11.58 円/kWh	11.04 円/kWh (▲ 0.55 円) 標準家庭月額▲ 580 円	15.40 円/kWh (+3.82 円) 標準家庭月額+474 円	18.76 円/kWh (+7.17 円) 標準家庭月額+943 円
備考	<p>原子力の発電コスト=12.23 円/kWh もしくは、20.2 円/kWh と仮定して試算*すると、再生可能エネルギーとの発電コストの差額が小さくなるため 5.9 円/kWh を用いた場合と比べ、電力料金の値上げ幅は減少する。また、原子力の発電コストを 20.2 円/kWh とした場合には、2012 年までに原子力を廃止させる影響で、2016 年の電力料金が下がる。これは、高く設定された原子力よりコストの低い火力に一時的に切り替えることによるものと節電効果によるものである。</p> <p>なお、2012 年までに原子力発電を停止した場合でも、停止した原子力発電所の放射性廃棄物の保管・輸送・処理等のコスト、廃炉コスト等が将来必要になるため、電力料金が増大する可能性がある。</p>			

② シナリオ B

ア 電源別発電量及び構成比の推移

電源別 発電量 TWh	区分	2010年	2012年	2016年	2020年	2030年	2040年
	原子力	発電量	288.2	288.2	0.0	0.0	0.0
構成比		31.4%	35.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
化石燃料	発電量	551.4	446.1	609.8	390.8	213.8	130.8
	構成比	60.0%	54.6%	75.9%	49.8%	29.7%	20.5%
大規模水力	発電量	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2
	構成比	8.1%	9.1%	9.2%	9.5%	10.3%	11.6%
風力	発電量	0.09	2.0	66.0	180.0	235.0	235.0
	構成比	0.0%	0.2%	8.2%	22.9%	32.6%	36.8%
太陽光	発電量	0.05	1.0	33.0	90.0	100.0	100.0
	構成比	0.0%	0.1%	4.1%	11.5%	13.9%	15.7%
地熱	発電量	2.5	2.5	10.0	25.0	49.0	49.0
	構成比	0.3%	0.3%	1.2%	3.2%	6.8%	7.7%
小水力・バイオ等	発電量	1.9	3.0	10.0	25.0	49.0	49.0
	構成比	0.2%	0.4%	1.2%	3.2%	6.8%	7.7%
合計	発電量	918.3	817.0	803.0	785.0	721.0	637.8
	構成比	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

イ 投資額及び関連費用

(ア) 原子力関連で追加的に必要な費用

(1)③ア参照

(イ) 再生可能エネルギー関連で新規に必要な費用

期間		2012～2016年度	2017～2030年度	2031～2040年度	
発電設備関連	投資額	24.9兆円/5年 約5.0兆円/年	44.7兆円/14年 約3.2兆円/年	—	
	新設容量	風力	37.6 GW	96.5 GW	—
		太陽光	31.3 GW	63.7 GW	—
		地熱	1.1 GW	5.6 GW	—
		中小水力・バイオ	1.2 GW	5.6 GW	—
	累積面積	風力	1,612 km ² 琵琶湖の2.4倍	5,741 km ² 8.6倍	5,741 km ² 8.6倍
		太陽光	218 km ² 琵琶湖の0.3倍	662 km ² 1.0倍	662 km ² 1.0倍

・この他に、再生可能エネルギー導入による系統安定化に係る費用の試算*として、2030年までに35兆円程度の費用が想定される。

ウ 発電コストの推移と標準家庭における電力料金の増減

「ア 電源別発電量及び構成比の推移」に示す電源別構成比と、前提条件に示す電源別の発電コストの加重平均により、各年の発電コストを試算*した。

なお、原子力発電コスト別に3通りの発電コストを試算*したが、詳細はシナリオAに示すとおりである。

原子力発電 コスト	発電コスト（各種電源の発電コストによる加重平均）			
	2010年（現状）	2016年	2020年	2030年
i) 5.9円/kWh （資源エネ庁 試算）	7.10円/kWh	11.04円/kWh （+3.94円） 標準家庭月額+766円	15.40円/kWh （+8.30円） 標準家庭月額+1,821円	18.76円/kWh （+11.66円） 標準家庭月額+2,290円
ii) 12.23円/kWh （立命館大試算）	9.08円/kWh	11.04円/kWh （+1.95円） 標準家庭月額+170円	15.40円/kWh （+6.32円） 標準家庭月額+1,225円	18.76円/kWh （+9.68円） 標準家庭月額+1,694円
iii) 20.2円/kWh （電気新聞）	11.58円/kWh	11.04円/kWh （▲0.55円） 標準家庭月額▲580円	15.40円/kWh （+3.82円） 標準家庭月額+474円	18.76円/kWh （+7.17円） 標準家庭月額+943円
備考	<p>原子力の発電コスト=12.23円/kWhもしくは、20.2円/kWhと仮定して試算*すると、再生可能エネルギーとの発電コストの差額が小さくなるため5.9円/kWhを用いた場合と比べ、電力料金の値上げ幅は減少する。また、原子力の発電コストを20.2円/kWhとした場合には、2016年までに原子力を廃止させる影響で、2016年の電力料金が下がる。これは、高く設定された原子力よりコストの低い火力に一時的に切り替えることによるものと節電効果によるものである。</p> <p>なお、前提に示したような今後の安全対策等の投資に加え、2016年までに原子力発電を停止した場合でも、停止した原子力発電所の放射性廃棄物の保管・輸送・処理等のコスト、廃炉コスト等が将来必要になるため、電力料金が増大する可能性がある。</p>			

③ シナリオC

ア 電源別発電量及び構成比の推移

電源別 発電量 TWh	区分	2010年	2012年	2016年	2020年	2030年	2040年
	原子力	発電量	288.2	288.2	240.0	160.0	0.0
構成比		31.4%	35.3%	29.9%	20.4%	0.0%	0.0%
化石燃料	発電量	551.4	446.1	423.8	389.8	215.8	130.8
	構成比	60.0%	54.6%	52.8%	49.7%	29.9%	20.5%
大規模水力	発電量	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2
	構成比	8.1%	9.1%	9.2%	9.5%	10.3%	11.6%
風力	発電量	0.09	2.0	30.0	74.0	233.0	235.0
	構成比	0.0%	0.2%	3.7%	9.4%	32.3%	36.8%
太陽光	発電量	0.05	1.0	15.0	37.0	100.0	100.0
	構成比	0.0%	0.1%	1.9%	4.7%	13.9%	15.7%
地熱	発電量	2.5	2.5	10.0	25.0	49.0	49.0
	構成比	0.3%	0.3%	1.2%	3.2%	6.8%	7.7%
小水力・バイオ等	発電量	1.9	3.0	10.0	25.0	49.0	49.0
	構成比	0.2%	0.4%	1.2%	3.2%	6.8%	7.7%
合計	発電量	918.3	817.0	803.0	785.0	721.0	637.8
	構成比	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

イ 投資額及び関連費用

(ア) 原子力関連で追加的に必要な費用

(1)③ア参照

(イ) 再生可能エネルギー関連で新規に必要な費用

期間		2012～2016 年度	2017～2030 年度	2031～2040 年度	
発電設備関連	投資額	11.9 兆円/5 年 約 2.4 兆円/年	47.2 兆円/14 年 約 3.4 兆円/年	0.2 兆円/10 年 約 0.02 兆円/年	
	新設容量	風力	17.1 GW	115.9 GW	1.1 GW
		太陽光	14.2 GW	80.9 GW	—
		地熱	1.1 GW	5.6 GW	—
		中小水力・バイオ	1.2 GW	5.6 GW	—
	累積面積	風力	733 km ² 琵琶湖の 1.1 倍	5,741 km ² 8.6 倍	5,741 km ² 8.6 倍
太陽光		99 km ² 琵琶湖の 0.1 倍	662 km ² 1.0 倍	662 km ² 1.0 倍	

・この他に、再生可能エネルギー導入による系統安定化に係る費用の試算*として、2030 年までに 35 兆円程度の費用が想定される。

ウ 発電コストの推移と標準家庭における電力料金の増減

「ア 電源別発電量及び構成比の推移」に示す電源別構成比と、前提条件に示す電源別の発電コストの加重平均により、各年の発電コストを試算*した。

なお、原子力発電コスト別に 3 通りの発電コストを試算*したが、詳細はシナリオ A に示すとおりである。

原子力発電 コスト	発電コスト（各種電源の発電コストによる加重平均）			
	2010 年（現状）	2016 年	2020 年	2030 年
i) 5.9 円/kWh （資源エネ庁 試算）	7.10 円/kWh	8.90 円/kWh (+1.80 円) 標準家庭月額+205 円	10.88 円/kWh (+3.79 円) 標準家庭月額+666 円	18.76 円/kWh (+11.66 円) 標準家庭月額+2,290 円
ii) 12.23 円/kWh （立命館大試算）	9.08 円/kWh	10.79 円/kWh (+1.71 円) 標準家庭月額+105 円	12.17 円/kWh (+3.09 円) 標準家庭月額+401 円	18.76 円/kWh (+9.68 円) 標準家庭月額+1,694 円
iii) 20.2 円/kWh （電気新聞）	11.58 円/kWh	13.17 円/kWh (+1.59 円) 標準家庭月額▲ 20 円	13.79 円/kWh (+2.21 円) 標準家庭月額+67 円	18.76 円/kWh (+7.17 円) 標準家庭月額+943 円
備考	<p>原子力の発電コスト=12.23 円/kWh もしくは、20.2 円/kWh と仮定して試算*すると、再生可能エネルギーとの発電コストの差額が小さくなるため 5.9 円/kWh を用いた場合と比べ、電力料金の値上げ幅は減少する。また、原子力の発電コストを 20.2 円/kWh とした場合には、2016 年までに原子力を減少させる影響で、2016 年の電力料金が下がる。これは、高く設定された原子力よりコストの低い火力に切り替えることによるものと節電効果によるものである。</p> <p>なお、前提に示したような今後の安全対策等の投資に加え、2030 年までに原子力発電を順次停止した場合、停止した原子力発電所の放射性廃棄物の保管・輸送・処理等のコスト、廃炉コスト等が将来必要になるため、電力料金が増大する可能性がある。</p>			

④ シナリオ D

ア 電源別発電量及び構成比の推移

区分		2010年	2012年	2016年	2020年	2030年	2040年	
電源別 発電量 TWh	原子力	発電量	288.2	288.2	254.0	185.0	85.0	0.0
		構成比	31.4%	35.3%	31.6%	23.6%	11.8%	0.0%
	化石燃料	発電量	551.4	446.1	419.8	386.8	214.8	130.8
		構成比	60.0%	54.6%	52.3%	49.3%	29.8%	20.5%
	大規模水力	発電量	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2
		構成比	8.1%	9.1%	9.2%	9.5%	10.3%	11.6%
	風力	発電量	0.09	2.0	30.0	66.0	178.0	235.0
		構成比	0.0%	0.2%	3.7%	8.4%	24.7%	36.8%
	太陽光	発電量	0.05	1.0	15.0	33.0	89.0	100.0
		構成比	0.0%	0.1%	1.9%	4.2%	12.3%	15.7%
	地熱	発電量	2.5	2.5	5.0	20.0	40.0	49.0
		構成比	0.3%	0.3%	0.6%	2.5%	5.5%	7.7%
	小水力・バイオ等	発電量	1.9	3.0	5.0	20.0	40.0	49.0
		構成比	0.2%	0.4%	0.6%	2.5%	5.5%	7.7%
	合計	発電量	918.3	817.0	803.0	785.0	721.0	637.8
		構成比	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

イ 投資額及び関連費用

(ア) 原子力関連で追加的に必要な費用

(1)③ア参照

(イ) 再生可能エネルギー関連で新規に必要な費用

期間		2012～2016年度	2017～2030年度	2031～2040年度	
発電設備 関連	投資額	11.2兆円/5年 約2.2兆円/年	38.1兆円/14年 約2.7兆円/年	7.6兆円/10年 約0.8兆円/年	
	新設容量	風力	17.1 GW	84.5 GW	32.5 GW
		太陽光	14.2 GW	70.4 GW	10.5 GW
		地熱	0.4 GW	5.0 GW	1.3 GW
		中小水力・バイオ	0.4 GW	5.0 GW	1.3 GW
	累積面積	風力	733 km ² 琵琶湖の1.1倍	4,348 km ² 6.5倍	5,741 km ² 8.6倍
		太陽光	99 km ² 琵琶湖の0.1倍	589 km ² 0.9倍	662 km ² 1.0倍

・この他に、再生可能エネルギー導入による系統安定化に係る費用の試算*として、2030年までに28兆円程度の費用が想定される。

ウ 発電コストの推移と標準家庭における電力料金の増減

「ア 電源別発電量及び構成比の推移」に示す電源別構成比と、前提条件に示す電源別の発電コストの加重平均により、各年の発電コストを試算*した。

なお、原子力発電コスト別に3通りの発電コストを試算*したが、詳細はシナリオAに示すとおりである。

原子力発電 コスト	発電コスト（各種電源の発電コストによる加重平均）			
	2010年（現状）	2016年	2020年	2030年
i) 5.9円/kWh （資源エネ庁 試算）	7.10円/kWh	8.70円/kWh （+1.61円） 標準家庭月額+155円	10.70円/kWh （+3.60円） 標準家庭月額+615円	16.52円/kWh （+9.42円） 標準家庭月額+1,761円
ii) 12.23円/kWh （立命館大試算）	9.08円/kWh	10.71円/kWh （+1.62円） 標準家庭月額+84円	12.07円/kWh （+2.99円） 標準家庭月額+370円	17.26円/kWh （+8.18円） 標準家庭月額+1,341円
iii) 20.2円/kWh （電気新聞）	11.58円/kWh	13.23円/kWh （+1.64円） 標準家庭月額▲5円	13.79円/kWh （+2.21円） 標準家庭月額+62円	18.20円/kWh （+6.62円） 標準家庭月額+812円
備考	<p>原子力の発電コスト=12.23円/kWhもしくは、20.2円/kWhと仮定して試算*すると、再生可能エネルギーとの発電コストの差額が小さくなるため5.9円/kWhを用いた場合と比べ、電力料金の値上げ幅は減少する。また、原子力の発電コストを20.2円/kWhとした場合には、2016年までに原子力を減少させる影響で、2016年の電力料金が下がる。これは、高く設定された原子力よりコストの低い火力に切り替えることによるものと節電効果によるものである。</p> <p>なお、前提に示したような今後の安全対策等の投資に加え、今後原子力発電を順次停止し、2040年までに原子力発電を全て停止する場合、停止した原子力発電所の放射性廃棄物の保管・輸送・処理等のコスト、廃炉コスト、新規建設コスト等が将来必要になるため、電力料金が増大する可能性がある。</p>			

⑤ シナリオE

ア 電源別発電量及び構成比の推移

電源別 発電量 TWh	区分	2010年	2012年	2016年	2020年	2030年	2040年
	原子力	発電量	288.2	288.2	288.2	288.2	288.2
構成比		31.4%	35.3%	35.9%	36.7%	40.0%	45.2%
化石燃料	発電量	551.4	446.1	421.6	391.6	215.6	129.6
	構成比	60.0%	54.6%	52.5%	49.9%	29.9%	20.3%
大規模 水力	発電量	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2
	構成比	8.1%	9.1%	9.2%	9.5%	10.3%	11.6%
風力	発電量	0.09	2.0	6.0	14.0	82.0	84.0
	構成比	0.0%	0.2%	0.7%	1.8%	11.4%	13.2%
太陽光	発電量	0.05	1.0	3.0	7.0	41.0	42.0
	構成比	0.0%	0.1%	0.4%	0.9%	5.7%	6.6%
地熱	発電量	2.5	2.5	5.0	5.0	10.0	10.0
	構成比	0.3%	0.3%	0.6%	0.6%	1.4%	1.6%
小水力・ バイオ等	発電量	1.9	3.0	5.0	5.0	10.0	10.0
	構成比	0.2%	0.4%	0.6%	0.6%	1.4%	1.6%
合計	発電量	918.3	817.0	803.0	785.0	721.0	637.8
	構成比	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

イ 投資額及び関連費用

(ア) 原子力関連で追加的に必要な費用

(1)③ア参照

(イ) 再生可能エネルギー関連で新規に必要な費用

期間		2012～2016 年度	2017～2030 年度	2031～2040 年度	
発電設備関連	投資額	2.5 兆円/5 年 約 0.5 兆円/年	17.5 兆円/14 年 約 1.3 兆円/年	0.4 兆円/10 年 約 0.04 兆円/年	
	新設容量	風力	3.4 GW	43.4 GW	1.1 GW
		太陽光	2.8 GW	36.1 GW	1.0 GW
		地熱	0.4 GW	0.7 GW	—
		中小水力・バイオ	0.4 GW	0.7 GW	—
	累積面積	風力	147 km ² 琵琶湖の 0.2 倍	2,003 km ² 3.0 倍	2,199 km ² 3.3 倍
		太陽光	20 km ² 琵琶湖の 0.0 倍	271 km ² 0.4 倍	298 km ² 0.4 倍

・この他に、再生可能エネルギー導入による系統安定化に係る費用の試算*として、2030 年までに 11 兆円程度の費用が想定される。

ウ 発電コストの推移と標準家庭における電力料金の増減

「ア 電源別発電量及び構成比の推移」に示す電源別構成比と、前提条件に示す電源別の発電コストの加重平均により、各年の発電コストを試算*した。

なお、原子力発電コスト別に 3 通りの発電コストを試算*したが、詳細はシナリオ A に示すとおりである。

原子力発電 コスト	発電コスト（各種電源の発電コストによる加重平均）			
	2010 年（現状）	2016 年	2020 年	2030 年
i) 5.9 円/kWh （資源エネ庁 試算）	7.10 円/kWh	7.47 円/kWh (+0.38 円) 標準家庭月額▲ 168 円	7.67 円/kWh (+0.57 円) 標準家庭月額▲ 163 円	10.82 円/kWh (+3.73 円) 標準家庭月額+420 円
ii) 12.23 円/kWh （立命館大試算）	9.08 円/kWh	9.74 円/kWh (+0.66 円) 標準家庭月額▲ 168 円	9.99 円/kWh (+0.91 円) 標準家庭月額▲ 163 円	13.35 円/kWh (+4.27 円) 標準家庭月額+420 円
iii) 20.2 円/kWh （電気新聞）	11.58 円/kWh	12.60 円/kWh (+1.02 円) 標準家庭月額▲ 168 円	12.92 円/kWh (+1.33 円) 標準家庭月額▲ 163 円	16.54 円/kWh (+4.95 円) 標準家庭月額+420 円
備考	原子力発電を維持するケースでは、現状と電源別構成比の変動が少ないため電力料金の変化も少ない。2016 年、2020 年で電気料金が減少しているのは電源別構成比による増加よりも節電効果による減少の方が若干大きいためである。しかし、原子力発電を継続するためには、前提条件に示したような今後の安全対策等の投資が必要になる。また、停止または更新した原子力発電所の放射性廃棄物の保管・輸送・処理等のコスト、廃炉コスト等が将来必要になるため、電力料金が増大する可能性がある。			

⑥ シナリオF

ア 電源別発電量及び構成比の推移

区分		2010年	2012年	2016年	2020年	2030年	2040年	
電源別 発電量 TWh	原子力	発電量	288.2	288.2	288.2	312.0	372.0	372.0
		構成比	31.4%	35.3%	35.9%	39.7%	51.6%	58.3%
	化石燃料	発電量	551.4	446.1	425.6	383.8	215.8	129.8
		構成比	60.0%	54.6%	53.0%	48.9%	29.9%	20.3%
	大規模水力	発電量	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2
		構成比	8.1%	9.1%	9.2%	9.5%	10.3%	11.6%
	風力	発電量	0.09	2.0	6.0	6.0	34.0	36.0
		構成比	0.0%	0.2%	0.7%	0.8%	4.7%	5.6%
	太陽光	発電量	0.05	1.0	3.0	3.0	17.0	18.0
		構成比	0.0%	0.1%	0.4%	0.4%	2.4%	2.8%
	地熱	発電量	2.5	2.5	3.0	3.0	4.0	4.0
		構成比	0.3%	0.3%	0.4%	0.4%	0.6%	0.6%
	小水力・バイオ等	発電量	1.9	3.0	3.0	3.0	4.0	4.0
		構成比	0.2%	0.4%	0.4%	0.4%	0.6%	0.6%
	合計	発電量	918.3	817.0	803.0	785.0	721.0	637.8
		構成比	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

イ 投資額及び関連費用

(ア) 原子力関連で追加的に必要な費用

(1)③ア参照

(イ) 再生可能エネルギー関連で新規に必要な費用

期間		2012～2016年度	2017～2030年度	2031～2040年度	
発電設備 関連	投資額	2.2兆円/5年 約0.4兆円/年	6.2兆円/14年 約0.4兆円/年	0.4兆円/10年 約0.04兆円/年	
	新設容量	風力	3.4 GW	16.0 GW	1.1 GW
		太陽光	2.8 GW	13.3 GW	1.0 GW
		地熱	0.1 GW	0.1 GW	—
		中小水力・バイオ	0.2 GW	0.1 GW	—
	累積面積	風力	147 km ² 琵琶湖の0.2倍	831 km ² 1.2倍	879 km ² 1.3倍
		太陽光	20 km ² 琵琶湖の0.0倍	113 km ² 0.2倍	119 km ² 0.2倍

・この他に、再生可能エネルギー導入による系統安定化に係る費用の試算*として、2030年までに3.7兆円程度の費用が想定される。

ウ 発電コストの推移と標準家庭における電力料金の増減

「ア 電源別発電量及び構成比の推移」に示す電源別構成比と、前提条件に示す電源別の発電コストの加重平均により、各年の発電コストを試算*した。

なお、原子力発電コスト別に3通りの発電コストを試算*したが、詳細はシナリオAに示すとおりである。

原子力発電 コスト	発電コスト（各種電源の発電コストによる加重平均）			
	2010年（現状）	2016年	2020年	2030年
i) 5.9円/kWh （資源エネ庁 試算）	7.10円/kWh	7.40円/kWh （+0.31円） 標準家庭月額▲187円	7.30円/kWh （+0.21円） 標準家庭月額▲256円	8.42円/kWh （+1.33円） 標準家庭月額▲145円
ii) 12.23円/kWh （立命館大試算）	9.08円/kWh	9.67円/kWh （+0.59円） 標準家庭月額▲187円	9.82円/kWh （+0.73円） 標準家庭月額▲207円	11.69円/kWh （+2.60円） 標準家庭月額+28円
iii) 20.2円/kWh （電気新聞）	11.58円/kWh	12.54円/kWh （+0.95円） 標準家庭月額▲187円	12.98円/kWh （+1.40円） 標準家庭月額▲145円	15.80円/kWh （+4.22円） 標準家庭月額+246円
備考	<p>原子力発電を維持・拡充するケースでは、現状と電源別構成比の変動が少ないため電力料金の変化も少ない。2016年、2020年で電気料金が減少しているのは電源別構成比による増加よりも節電効果による減少の方が若干大きいためである。しかし、原子力発電を拡充するためには、前提に示したような今後の安全対策や新規建設等の投資が必要になる。また、停止または更新した原子力発電所の放射性廃棄物の保管・輸送・処理等のコスト、廃炉コスト等が将来必要になるため、電力料金が増大する可能性がある。</p>			

<参考 4> 平均的な1日の時間別電源別発電量の予測

シナリオCの2030年時点における平均的な1日の、時間別電源別の発電構成の大胆な予測を「図6:2030年における1日の時間別電源別発電量の予測」に示す。なお、この予測は、地域、季節、天候等による変動を考慮していない。

時間別の変動幅は、電気事業連合会資料[27](図7)の2001年のデータから試算*した。

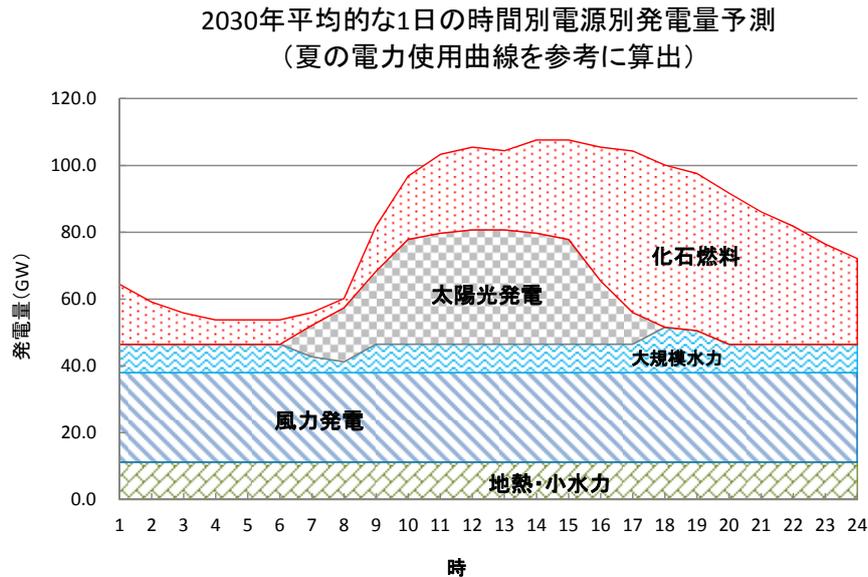


図6：2030年における1日の時間別電源別発電量の予測

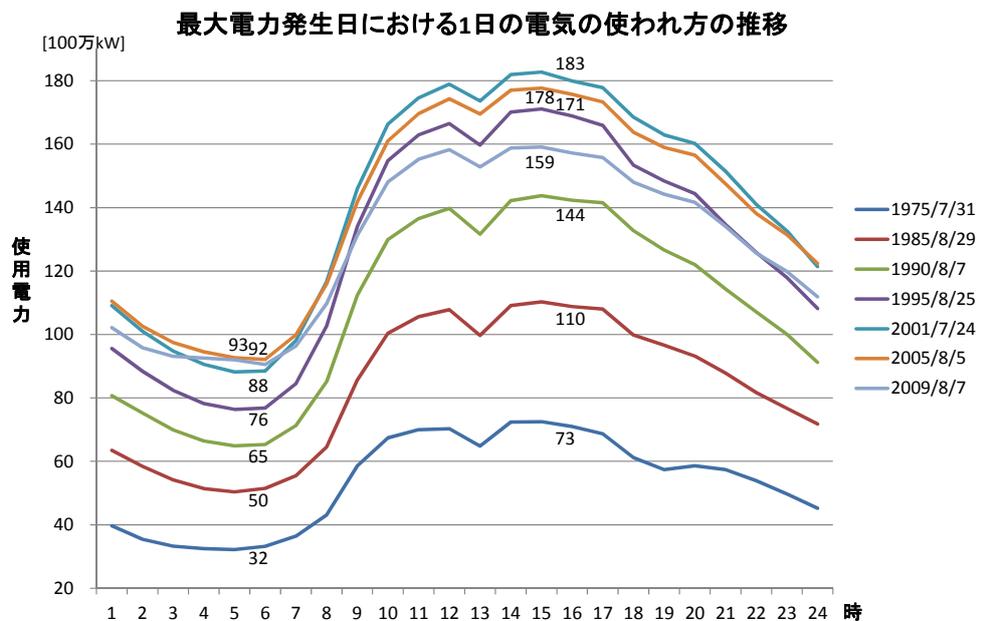


図7：最大電力発生日における一日の電気の使われ方の推移
(電気事業連合会資料[27])

<参考5>

ドイツの The Ethics Commission for a Safe Energy Supply 委員会から 2011 年 5 月 30 日にメルケル首相に宛てた提言書

(前略)

ドイツが原子力エネルギー廃止に成功するかどうか、国際社会は大いに興味を持って見守っている。もし失敗すれば、ドイツにとって将来はなく、現在の多くの再生可能エネルギーの成功例についても疑問視されるようになるだろう。近年の経験からは、コミュニティ全体の試みについて話すことは自明の理であるとは言えない。エネルギー移行の実施に遅れが生じるのではないか、という懸念が生じるのももつともである。同時に、ドイツが創造性や学習能力を活かして、現行のスピードよりも早く原子力エネルギー廃止を実現しうることも期待できる。ドイツは、新たな取り組みを進める勇気、自らの強みに対する自信、また強制力のある検査・規制プロセスをもって、段階的廃止措置を講じる必要がある。多くの企業や市民社会団体の組織や取組みなどの地方レベルで行われる活動を見てみると、ドイツの社会全体の大部分は、すでに原子力エネルギーを必要としない未来へと着実に歩みを進めているように見える。これらの動きは支援されなければならない。ドイツ経済は高品質の製品製造を可能にする創造力を強みとして持っている。次第に多くの企業は、持続可能な経済を追求する方向性をもってビジネスを展開している。原子力エネルギーの段階的廃止措置は多くのビジネスチャンスを生み出している。他に引けを取らないドイツの科学的知識は、エネルギーの移行のために引き続き革新的で効率的な解決策をもたらすことが期待できる。(中略)

委員長 Prof. Dr. Klaus Töpfer	元環境大臣、キリスト教民主同盟 元議員
副委員長 Prof. Dr. Eng. Matthias Kleiner	ドルトムント工科大学教授、ドイツ学術振興会 (DFG) 会長
委員 Prof. Dr. Ulrich Beck	ミュンヘン大学 元教授
Dr. Klaus von Dohnanyi	元教育大臣、ドイツ社会民主党 元議員
Bischof Dr. Ulrich Fischer	プロテスタント教会バーデン地区司教
Alois Glück	キリスト教社会同盟 元議員、ドイツカトリック教徒中央委員会会長
Prof. Dr. Jörg Hacker	ドイツ自然科学者アカデミー-Leopoldina 理事長
Dr. Jürgen Hambrecht	BASF 社 取締役社長
Dr. Volker Hauff	元研究技術大臣、元交通大臣、ドイツ社会民主党 元議員
Walter Hirche	ドイツ UNESCO 委員会委員長、ドイツ自由民主党

	元議員
Prof. Dr. Reinhard Hüttl	ドイツ地球科学研究センターポツダム所長、ドイツ技術科学アカデミー (acatech) 理事長
Prof. Dr. Weyma Lübbe	レーゲンスブルク大学教授、ドイツ倫理評議会議員
Kardinal Dr. Reinhard Marx	ミュンヘンフライジング地区大司教
Prof. Dr. Lucia Reisch	コペンハーゲン・ビジネス・スクール教授
Prof. Dr. Ortwin Renn	シュトゥットガルト大学教授
Prof. Dr. Miranda Schreurs	ベルリン自由大学教授
Michael Vassiliadis	鉱山・化学・エネルギー産業労働組合委員長
補佐	
Dr. Günther Bachmann, Dr. Ina Sauer (DFG)	
事務局	
MR Dr. Rudolf Teuwsen, M. A. RR Gerd Thiel	

<参考6> ドイツ自然科学アカデミー-Leopoldina の提言 要約

Energy- and research-policy recommendations following the events in Fukushima
(福島第一原子力発電所事故を受けたエネルギーおよび研究開発政策に関する提言)

※ドイツ語版の提言は連邦大臣 Prof. Annette Schavan の要請に対して、2011年6月8日に発表されたものである。また、この提言はドイツのメルケル首相によって任命された The Ethics Commission for a Safe Energy Supply 委員会に提供されており、委員会が5月30日に発表した最終報告にも取り込まれているものである。ドイツ自然科学アカデミー-Leopoldina 理事長、Prof. Jörg Hacker も委員として参画した。(＜参考5＞参照)

ドイツでは原子力の安全性はこれまでも議論されてきたが、福島第一原子力発電所の事故を受けて、エネルギーに関するさまざまなリスク受容の観点から、脱原子力の方向を決めた。従来通り、原子力はつなぎのエネルギーとして位置付けるが、地球温暖化に対応できる発電方法として重要視しなければならない。ドイツの脱原発時期は10年程度を目標にし、その後は化石エネルギーから再生可能エネルギーへの改革を進めるが、この時期は状況により前後する可能性もある。

国のエネルギーシステムの変革には非常に複雑な問題点が存在し、多くの不確かさがあることを認識している。このために、当面の間、小さなサイズでよいが、独立した立場でエネルギーの変革を見届けていく機関が作られるべきである。

エネルギーシステムの考察にとって最重要な視点は、安定供給、気候変動問題、持続性、経済性の4点である。欧州ではエネルギーシステムの改革は最初から国際問題となってしまう。ドイツでは直ちに原子力発電を止めたとしても、火力と水力および再生可能エネルギーをフルに利用すれば、年間およそ600 TWhの需要を満たせると考えられる。市場原理により他国から原子力で発電された可能性のある電力を輸入する事態を避けるためには、十分な電力の整備を行いながら脱原子力を達成していかねばならない。エネルギーシステムの改革はドイツにとって経済改革でもある。

ドイツがより早期の脱原発を可能にしていくためのいくつかの提言を示す(以下抜粋)。

- ・脱原発を促進するには、グリッドのインフラの改善、送電システムの拡大が必要。
- ・高効率なエネルギー貯蔵システムや、その代替案の研究開発が必要。
- ・当面、天然ガスを用いた効率的なコンバインド・サイクルのガス火力発電所を使用するが、輸入エネルギー源への依存度が高まるのでシェールガス等の研究開発が必要。
- ・中長期(10-50年)的には、風力発電がベストバリューの再生可能エネルギーであるが、技術が十分に受け入れられていない点には留意が必要。
- ・風力と電力システムの整合性を良くする研究の推進が必要。
- ・太陽電池は有力だが、コストを考慮すればプライオリティが低い。グリッドパリティ(太陽電池の発電コストが既存電力のコスト以下になる分岐点)の達成が待たれる。
- ・発電と熱供給の併用の道を検討
- ・集中型の電源から分散型への転換

<参考7> 各国のエネルギー政策

(1) アメリカ

アメリカは戦後、1954年のアイゼンハワー大統領の国連演説を契機に積極的に原子力の平和利用政策を世界に広め、敗戦国であった日本、ドイツもこれに加わる形で世界に原子力の普及が急速に進展し、世界の原子炉数は437基まで増加し、アメリカには約3分の1が存在する。しかしながら、1979年のニューヨーク州スリーマイル島での原子炉事故を経て、アメリカでは以降現在まで30年の間、原子炉の新設はなされていない。これは民間発電会社にとって原子炉建設時の保険料も含めると採算がとれないことが最も大きいとされていた。また、使用済み核燃料の再処理については、アメリカでは現在それを行うことは経済的採算がとれないとして使用済み核燃料をそのまま埋設処分するワンス・スルー方式が採られている。

このような状況の下で1960-70年代の第一次原子力ブーム時代に建設された多くの原子炉の寿命が近づいて来たこともあり、老朽化した原子炉を、より安全で、経済性に優れた新型原子炉で置き換えようとする動きとして第2代ブッシュ大統領時代に“原子力リネッサンス”政策が追求され、新原子炉の建設が企画された。そこに二つの阻害要因が出現したとされる。すなわち、第一はシェールガスの出現であり、第二は福島第一原子力発電所の事故である。天然ガスの一種であるシェールガスはアメリカだけでも今後90年以上にわたって採掘できる埋蔵量があるとされるようになった。天然ガスはアメリカにとっては国産の安価で安定供給の保証された燃料であり、また、石炭や石油に比較しても温室効果ガス排出量が少ないことから、ここ数十年間を頼るエネルギー源として原子力と競合する面がある。天然ガスは、アメリカの一次エネルギー消費のおおよそ24%を占め、石油の38%に次いで2番目である（原子力は8.4%、石炭は22.5%）。

オバマ政権が誕生してからは、アメリカの原子力リネッサンスの将来は不透明とされた面があった。電力会社は、新規の原子炉を建設するにあたり必要資金の調達をしなければならないが、オバマ政権後、資金の政府保証枠を現行の3倍（540億ドル）に拡大し、また、ジョージア州で計画されていた2基の原子炉建設に対しても83億ドルの保証供与を決めるなど、原子力に協力的な面もみられた。しかしながら、今回の福島の事故が再びアメリカの原子力の将来を不透明にしている可能性がある。オバマ大統領は福島の事故の後にアメリカの原子力政策に変わりはないと声明したが、高レベル廃棄物の処理の候補地とされていたネバダ州ヤッカマウンテンでの立地が拒絶された。このことも含め、新規原子炉の建設は現在のところ見通しが立たない状態にあるとされる。

アメリカでは天然ガスを“bridging fuel”と呼ぶが、これは数十年先のエネルギー源が既存エネルギー源とコスト競争力を持つようになるまでの経済的なエネルギーという意味とされる。最近のアメリカでの、天然ガスブームが“原子力リネッサンス”とどのような相互作用をもつかはここしばらく注目されるところである。

(2) フランス

フランスはサルコジ大統領が福島の事故後も、「フランスの将来において原子力

を抜きにした政策は考えられない」として政府のエネルギー政策に変化が無いことを言明している。フランスは 1973 年の石油危機を契機として、プルトニウム・リサイクルを前提とした原子力開発をスタート、2009 年末時点で、原子力発電設備は 6,313 万 kW、発電電力量の約 80%を占める原子力大国となっている。発電は政府が 8 割の出資をする EDF 社によってほとんどが行われている。エネルギーの自給率は 1973 年の 25%から現在では 50%以上に達し、二酸化炭素をまったく発生しない原子力と再生可能エネルギーを合計した発電電力量は全体の 90%を占めている。

サルコジ大統領は EU のエネルギー政策を踏まえ、フランスも再生可能エネルギー開発に注力する方針を示し、再生可能エネルギーと原子力の予算を同額程度とすることを 2007 年のグルネル会議で約束している。これに基づいて政府は 2008 年 11 月、「環境グルネル会議：エネルギー移行の成功に向けて」と題する再生可能エネルギー開発計画を発表した。この計画では、系統に連系する太陽光発電設備を 2007 年の 1.3 万 kW から 2020 年までに 540 万 kW、風力発電設備を 2007 年の 250 万 kW から 2020 年までに 2,500 万 kW に増加させることが掲げられている。

2009 年 8 月には「環境グルネル実施計画法（グルネル I 法）」が制定され、温室効果ガスの排出削減目標として 2020 年までに 1990 年比で 20%削減、2050 年までに 75%削減するとした中長期の目標が示された。また、2020 年までに最終エネルギー消費量の 23%を再生可能エネルギーで賄うとする目標も示されている。

フランスでは、石油（Total）、ガス（GDF-Suez）、電力（EDF）、原子力（Areva）を巨大な国営企業が支配的な力で担っている。EU からは競争促進の観点から、こうした企業の市場支配力を弱めることがしばしば指摘されているが、国外での資源獲得や国内での投資の維持には有利であることから、そのまま現在に至っていることもフランスの大きな特徴である。

(3) イギリス

イギリスは原子力発電の先進国であり、マグノックス炉（GCR:ガス冷却炉）の独自技術を有していた。1996 年までに原子力発電の民営化を進行させた。国が直接関与することをやめた理由は、イギリスが北海油田を有し、化石エネルギーの輸出国であったことも大きく影響したとされる。

1997 年に反原子力の立場を取る労働党が 18 年ぶりに政権を奪還した。ブレア首相は運転中の原子力発電所の運転継続は認めたものの、新規建設は凍結した。同政権は 2 期目には原子力を容認したが、この間に、旧式の GCR を中心に、総基数の過半数（26 基）が閉鎖した。イギリスの原子力産業は急速に解体が進んだとされる。

原子力の衰退に伴い、枯渇の進んだ北海油田問題と相俟って、エネルギー・セキュリティの確保と、京都議定書で約束した CO₂削減の困難さが政治問題となり、ブレア首相は、退任 1 年半前の 2005 年秋頃から、原子力発電所の新設を含む原子力政策の見直しを開始した。2007 年 7 月、ブラウン新政権は、原子力発電所の新規建設を含む「新エネルギー政策」を発表、原子力推進に大幅転換した。最初の新規原子力発電所を 2013~14 年に建設開始できるよう、規制枠組を整え、廃炉・廃棄物費用積立等でエネルギー法を立法した。

気候変動省（DECC）は2009年1月、産業界に新規原子力発電所の建設候補サイトの登録を呼びかけた。フランス、ドイツ、スペイン、アメリカなどを中心とする企業がこれに応じたがイギリスの企業は中心的プレイヤーとしてはすでに存在しない状態となっていた。

現在のイギリスの連立政権は税金投入を避けつつ、民間の原子力発電投資を立地条件などインフラの整備を通じて支援するという立場を取っている。これは保守党は原発推進寄り、自由民主党は反原発色が強いとされてきたことによる折衷案としてのアプローチとされる。

経営者団体のイギリス産業連盟（CBI）は、このような政府の消極的なエネルギー政策に対して反発を強めている。2011年6月のエネルギー・コンファレンスで、CBIのジョン・クリッドランド専務理事は、最近のエネルギー政策はエネルギー多消費産業に多くの負担を強いていると警告している。

(4) スペイン

スペインでは2010年に風力発電で電力需要の16.6%を供給し、また電力由来の二酸化炭素排出量の26%を削減した。非化石エネルギーのシェア増加により電力コストが抑えられて隣国フランスよりも安価となり、2010年には8.3 TWhを輸出した。また2011年3月には風力発電による月間の発電量が21%を占め、原子力やガス複合火力を抜いて最大の電力供給源となった。

スペインは現在財政危機に瀕しており、国としてのエネルギー政策はその意味で当面様子眺めの状況になると思われる。

(5) スウェーデン

スウェーデンでは水力が49%を超え、原子力発電の37%を加えると、ゼロエミッション電源が電力の86%を占め、さらにウッド・チップ燃料による発電も進んでいて、発電からの温室効果ガス排出はほぼゼロに近づいている。さらにバイオ燃料の拡大など再生可能エネルギーの発電以外のエネルギーとしても拡大を図っており、化石エネルギーの使用比率は世界でも最も低い。福島後も政府はこれまでの方針を変えないとしている。

(6) EU：欧州連合

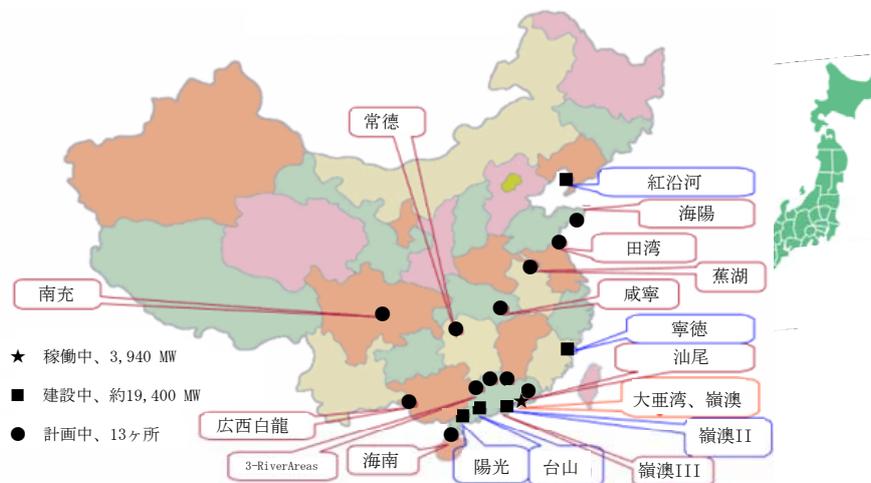
EUは、2008年12月に合意された“20 20 by 2020”と呼ばれる「EU エネルギーと気候変動に関する政策パッケージ(EU 2020 Climate and Energy Package)」において2020年までに温室効果ガスの排出量を1990年比で20%削減する。ただし、2012年以降の枠組みについて国際合意にいたった場合、そして他の先進国が相応の排出削減を約束し、開発途上国がそれぞれの責任と能力に見合った貢献をする場合には、削減量を30%に引き上げる。先進国によるまとまった対策を通じて、2050年までに温室効果ガスの排出を80~95%削減する、と規定している。全エネルギーに占める再生可能エネルギーを20%まで高める計画だ。EU諸国内での様々な利害関係者間の難しい調整を経て国際合意に至った。

その覚悟はかなりのものである。EU27 カ国全体として毎年 GDP の 0.5% を “20 20 by 2020” 計画に支出する。これを日本に当てはめると年 2.5 兆円、国民一人当たり年 2 万円に相当する。

現世代の我々がいまこの努力を始めると、12 年後には子どもたちの世代に「それ以降は燃料代の不要な国産エネルギー源」を 20% 分遺産として残すことができるとしている。全体が完成するには単純に言っても 60 年計画である。しかしながら、エネルギーシステムの変革にはその位の大きな努力が必要になる。原子力も戦後 50 年間をかけて築き上げられてきたものである。

(7) 中国

中国ではまだ原子力発電の占める割合は全電力の 1% (13 基 : 10.8 GW) と少なく、7 割以上が石炭火力である。建設計画中の原子力発電所は 27 基あり、全世界で建設・計画中の原子力発電所の約 4 割を占め、2020 年までに総発電量の 5%、86 GW を目標とし、新規原子力発電所 60 基増を目指している。これまでの原子力発電所はすべて沿海に立地していたが新設では 4 割が内陸部に計画されている。既設と建設中の原子炉の多くは日本の西方約 1,000 km の沿海に立地するが (図 4)、黄砂の飛来などを考えると事故時の放射能飛来は将来的に大きな問題となることも予想される。将来、中国が必要とする原子炉は再生可能エネルギーを考慮しなければ 1,000 基を越えると思われる。



Nuclear Power in China, World Nuclear Association, July 2011

図 4 : 中国の原子力発電所分布図 (出典 : Nuclear Power in China, World Nuclear Association, July 2011 より日本地図を加えて作成)
(※各省を見やすくするために色分けされている)

3 月 12 日、中国政府は「原子力発電を発展拡大する決意と計画に変更はない」(中国環境保護省の張力軍次官) とし、原子力専門家で中国科学院の陳達教授が「中国の第三世代の原子力発電は冷却トラブルを生じないし、原子力発電建設地には活断層は通っていない」と中国国営メディアにコメントして原子力発電の安全性を強調

した。一方、3月16日温家宝首相が主導する国务院常务会议は「核安全計画を作り上げるまで新たな原子力発電所計画の審査・承認を一時中止する」と発表し、稼働中の全原子力発電所に対しても厳しい基準で緊急安全検査を実施する方針を示した。このため原子力発電建設続行論に模様眺めや慎重論も混じることとなり、内陸部の原子力発電所建設は延期され、地震地帯とされる福建省や遼寧省での原子力発電所の建設は再検討される可能性も指摘されている。

各国の電源別エネルギー構成については<参考8>に示す。

(8) 欧州諸国の電力系統連携 [28]

欧州各国では電力を各国内および各国間で連携し、融通しあうことが盛んに行われている。この融通はある国のある発電会社の電力を他の国のある需要者が指定して買うこともできるレベルの融通の仕方である。この方式が欧州における活発な再生可能エネルギーの導入を可能にしているとされる。2009年のEU27カ国の再生可能エネルギーの設備容量（大型水力を除く）は118GWで、電力量に占める割合は16.6%に達した。そのうち風力発電の導入は最大で75GWと6割以上を占める。EU委員会は2020年までの再生可能エネルギー導入の目標を全エネルギーの2割に置いているが、現在、ドイツは前倒し達成が可能としており、フランスでも再生可能エネルギー比率の目標を22%に置いている。

欧州では、再生可能エネルギーを優先的に接続させたり（優先接続）、再生可能エネルギーによる電力の供給を優先させたり（優先給電）しているほどで、基本的に日本のような受け入れ枠の制限は設けていない。また、欧州では、広域電力網全体に場所毎の風力発電出力変動を分散させ、全体として平準化させており、20%程度までの風力発電比率であれば、蓄電池などのシステムなしでも、送電網を安定的に運用できると言われている。また、地域的な規模の効果が活かせず平準化できない部分については、調整電源として能力の高い水力、火力を活用して、変動を抑えるアプローチを取っている。例えば、北欧は、大量に導入されているデンマークの風力発電の電力を、ノルウェーの水力発電の電力で調整している。

欧州の広域送電網はこのような自由市場の基盤であるが、基盤となる送電網に各地の発電機が接続され、電力が取引されている。この基盤送電網は現在では一体かつ中立的に運用される。1996年のEU電力指令において、域内発電分野への競争導入、発送電の機能分離・会計分離、域内ネットワークへのアクセス確保が定められた。

きっかけとなったのはイギリスでの1989年の電気法の成立による電気事業改革である。国営の電力部門は、3つの発電会社、1つの送電会社、12の配電会社に分離された。発電事業を競争環境下に置き、公正な競争を実現するためには、送電線への自由なアクセスを担保する手段として、発電と送電の分離が必須とされた。地域の電力会社の送電網を協調運用する形態を経て、ナショナルグリッドという全国統合のTSO（送電システムオペレーター）に収斂させた。

欧州の電力系統連携は必ずしも順調に進んだ訳ではなく、1996年EU電力指令で

は、会計分離と機能分離、2003年改正EU電力指令では、機能分離と法的分離、2009年の第3次エネルギーパッケージで法的分離（ITO）、所有権分離、運用権分離の3つが義務化され、十数年の年月を経て段階的に発展してきた。2009年には、欧州全体の電力グリッドの実現に向けて、各国のTSOが資金を拠出し、ENTSO-E（欧州電力系統運用者ネットワーク）という協調機関も立ち上げられた。他方で、送電網の広域化は供給信頼性に関する問題も発生させた。2003年9月には、スイスとイタリアの国境を起点とする大停電が起こった。その反省をもとに2006年の電力供給セキュリティ指令において、各国に供給力確保、ネットワーク投資確保義務が課された。さらに、2009年の第3次エネルギーパッケージ以降、欧州全体で送電網と相互連携の共通運用ルールが定められた。

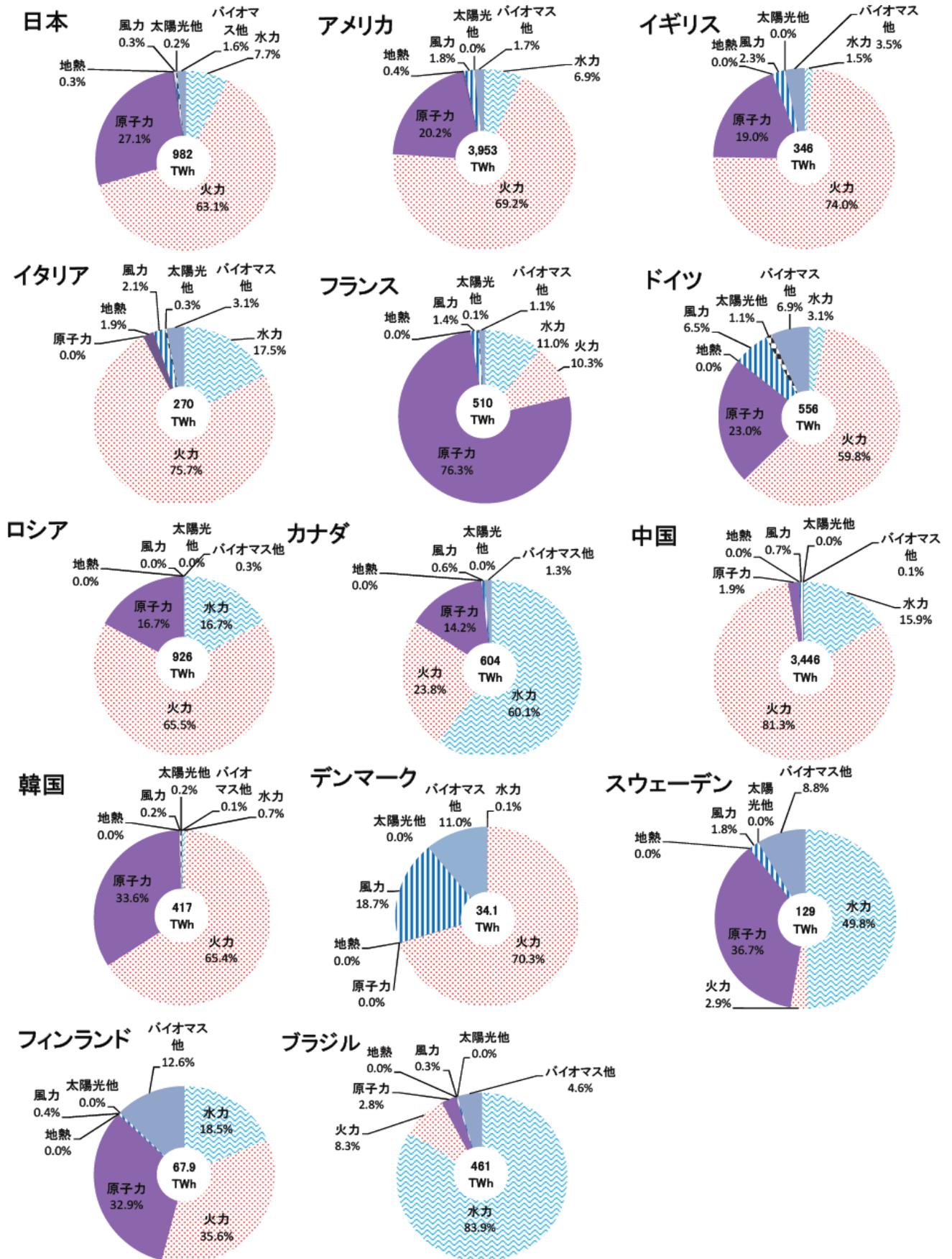
送電網の中立性を確保するために、EUレベルでの規制が行われており、各国の規制機関をEUの立場から監視するACER（欧州エネルギー規制連携庁）が設立されている。各国においても、イギリスのOFGEM（電力・ガス規制機関）、フランスのCRE（電力規制委員会）などのように、独立した規制機関が設置されている。規制機関は、関係者間の利益相反も含めたリスクを監視することが重要となる。

こうした送電運用に関わる独立した規制機関の設置は、EU第3次エネルギーパッケージに明示され、3権分立の原則に基づき、行政から独立させ、立法府の下に位置づけられ、議会への報告を行っている例も多い。

再生可能エネルギー政策推進を図るために、イギリスでは2008年にBERR（ビジネス・企業・規制改革省）に存在していたエネルギー部門とDEFRA（環境・食糧・農村地域省）に帰属していた地球温暖化対策部門が統合され、DECC（Department of Energy and Climate Change）が設立され、エネルギー政策と環境政策が一体化された。一方、ドイツにおいては、再生可能エネルギー政策が環境省に一本化されている。欧州各国はEU委員会の指令により再生可能エネルギー推進の明確な指示を受けており、イギリスDECC、ドイツ環境省のように、既存エネルギーを主体とする政策の枠組みとは、一線を画した再生可能エネルギーの政策推進が行われている。

<参考 8> 各国の電源別エネルギー構成 (円グラフ中央、太字は年間総発電量)

(出典: U.S. Energy Information Administration (EIA) [29])



引用文献

- [1] 2010年6月閣議決定、『エネルギー基本計画』、2010年6月。
- [2] (社)日本経済研究センター、日本経済研究センター会報『火力代替で所得流出4兆円も』、2011年6月。
- [3] (社)日本経済研究センター、『第37回中期経済予測改訂』、2011年6月。
- [4] (財)日本エネルギー経済研究所、『原子力の再稼働の有無に関する2012年度までの電力需給分析』、2011年6月。
- [5] 資源エネルギー庁省 エネルギー・新エネルギー部 電力・ガス事業部、『再生可能エネルギーの全量買取制度の大枠について』、2010年8月。
- [6] (社)日本原子力産業協会、『第48回(2006年度)原子力産業実態調査』、2008年2月。
- [7] エネルギー・環境会議決定、『当面のエネルギー需給安定策』、2011年7月。
- [8] 資源エネルギー庁 総合資源エネルギー調査会 電気事業分科会 コスト等検討小委員会(第9回)資料、『バックエンド事業全般にわたるコスト構造、原子力発電全体の収益性等の分析・評価』、2004年1月。
- [9] 内閣府 第48回原子力委員会資料(立命館大学 大島堅一教授)、『原子力政策大綱見直しの必要性について』、2010年9月。
- [10] (財)日本エネルギー経済研究所、『有価証券報告書を用いた火力・原子力発電コスト評価』、2011年6月。
- [11] (財)地球環境産業技術研究機構 秋元圭吾氏発表資料、『発電コストの推計』、2011年5月。
- [12] IAEA (2006) Chernobyl's Legacy: Health, Environmental and Socio-Economic Impacts and Recommendations to the Governments of Belarus, the Russian Federation and Ukraine: The Chernobyl Forum 2003-2005
(<http://www.iaea.org/Publications/Booklets/Chernobyl/chernobyl.pdf>)
- [13] Yablokov AV., Nesterenko VB., and Nesterenco AV eds. (2009) Chernobyl: consequences of the catastrophe for people and the environment. Annals of the New York Academy of Sciences vol. 1181
- [14] (独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構、『世界のシェールガス資源量評価を考察する』、2011年5月。
- [15] (財)電力中央研究所、『日本の発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量評価』、2010年7月。
- [16] 経済産業省、『エネルギー白書2010』、2010年8月。
- [17] 環境省、『平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書』、2011年3月。
- [18] (独)新エネルギー・産業技術総合開発機構、『日本型風力発電ガイドライン策定事業の最終報告書』、2009年11月。
- [19] 経済産業省 低炭素電力供給システムに関する研究会(第1回)資料(資源エネルギー庁)、『低炭素電力供給システムの構築に向けて』、2008年7月。

- [20] (独) 新エネルギー・産業技術開発機構 (NEDO)、『再生可能エネルギー技術白書』、2010年7月.
- [21] 環境省 低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会、『低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言』、2010年3月.
- [22] 資源エネルギー庁、『平成21年度(2009年度)におけるエネルギー需給実績(確報)』、2011年4月.
- [23] 千葉大学法経学部 倉阪研究室、『再生可能エネルギーによる原子力発電代替プラン Ver.2.2』、2011年5月.
- [24] 資源エネルギー庁、『電力調査統計 平成22年度 2-(1)発電実績(総括)』、2011年3月.
- [25] (社) 日本経済研究センター、『原発の発電コスト、20年度には事故前の3倍に』、2011年7月.
- [26] (中) 日本風力発電協会、『風力発電の現状と導入拡大に向けた要望』、2009年2月.
- [27] (独) 国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム、『中長期ロードマップを受けた温室効果ガス排出量の試算(再計算)』、2010年12月.
- [28] 電気事業連合会、『原子力・エネルギー図面集 2011 1-22 最大電力発生日における一日の電気の使われ方の推移』、2011年1月.
- [29] ダイヤモンド・オンライン記事(日本総合研究所 瀧口信一郎氏)、『再生可能エネルギー普及のカギは透明性の高い広域送電網の構築 EUの発送電分離政策の歴史に学ぶ』、2011年8月.
(<http://diamond.jp/articles/-/13576>)
- [30] U.S. Energy Information Administration (2009) International Energy Statistics: U.S. Energy Information Administration Web sites
(<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=1&pid=1&aid=24>)