再生可能エネルギー開発の現状と課題

報告書

改訂版

平成 29 年 5 月

公益財団法人　土木学会
エネルギー委員会
環境技術小委員会

改訂にあたり

この報告書の初版は地球温暖化などの地球環境問題解決への対応や「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する法律（ＲＰＳ法)」の施行等を受けて、再生可能エネルギーの開発が積極的に進められる中で、平成 18 年に、当時の土木学会 エネルギー土木委員会 環境技術小委員会が「再生可能エネルギー開発の現状と課題ワーキンググループ」を設けて活動した成果を発表したものです。その中で、風力発電、太陽光発電、地熱発電、小水力発電、バイオマス発電、廃棄物発電を取り上げ、再生可能エネルギー開発ならびに関連する技術開発の現状と課題を取り纏めています。さらに、エネルギー土木部門がインハウスエンジニアとして長年培ってきた技術力を活かして再生可能エネルギーの普及をはかる方策として、

① 土木技術者による総合工学的な取り組み
② 新たな再生可能エネルギーの実用化に向けた技術開発の推進
③ ＣＤＭ、ＪＩの活用による海外への展開

を提言しています。

それから 10 年を経て、温室効果ガスの人為的な排出による地球温暖化の進行が一層明確になり、再生可能エネルギーが欧米を中心として大量に導入されました。我が国でも再生可能エネルギー開発と関連技術の開発が進められてきましたが、平成 23 年 3 月の東日本大震災によって原子力発電所が停止し、再生可能エネルギー固定価格買取制度（ＦＩＴ）が導入されるなど新たな局面を迎えています。

エネルギー委員会環境技術小委員会では、10 年間の技術進歩、再生可能エネルギー開発の支援制度と大量導入の問題点、ＪＣＭ等を活用した海外展開の重要性などに着目してこの報告書を改訂しました。特に、パリ協定によって途上国も含めてすべての国に温室効果ガスの排出削減が義務付けられることになり、排出量が大幅に増加するとみられるアジア地域を中心とした再生可能エネルギー開発の海外展開については新たな章を設けて詳述しました。

本報告書が、エネルギー土木技術者が各種再生可能エネルギー開発の現状、課題及び今後の方向性を理解するのに活用され、国内外の再生可能エネルギー開発へ取り組む一助となれば幸いです。

平成 29 年 5 月

土木学会 エネルギー委員会
環境技術小委員会委員長　清水隆夫

環境技術小委員会
委員構成

（敬称略・50 音順）

（平成 29 年 1 月現在）

委員長	清水隆夫	前（一財）電力中央研究所 赤城試験センター 所長
委員	岩田数典	中国電力（株） 流通事業本部 （土木計画担当） 専任課長
〃	上島顕司	国土交通省 国土技術政策総合研究所 沿岸海洋・防災研究部 沿岸域システム研究室長
〃	宇高幸生	四国電力（株） 土木建築部 土木技術グループ 副リーダー
〃	小山 俊	北海道電力（株） 土木部 土木エンジニアリンググループ グループリーダー
〃	櫻井友彰	中部電力（株） 技術開発本部 電力技術研究所 土木技術グループ 構築チーム チームリーダー
〃	中村孝之	北陸電力（株） 土木部 開発計画チーム 統括（課長）
〃	土居裕幸	関西電力（株）土木建築室 計画グループ マネジャー
〃	内藤英徳	東北電力（株） 土木建築部 土木建築業務課長
〃	仲敷憲和	（一財）電力中央研究所 環境科学研究所 水域環境領域リーダー 副研究参事
〃	松崎貴子	経済産業省 商務流通保安グループ 電力安全課 （新エネルギー・水力発電設備担当）
〃	松野 隆	九州電力（株） 技術本部 総合研究所 土木グループ長
委員兼幹事	太田 誠二	電源開発（株） 技術開発部 茅ヶ崎研究所 調査役
〃	滝野 晶平	東京電力ホールディングス（株） 経営技術戦略研究所 技術開発部 設備基盤技術グループ

旧委員（所属等は当時）

淺井 正　国土交通省 国土技術政策総合研究所 沿岸海洋・防災研究部 沿岸防災研究室長

井桜政泰　四国電力（株）土木建築部 土木技術グループ 副リーダー

岩田数典　中国電力（株） 流通事業本部 土木計画グループ 担当課長

川口雅樹　関西電力（株）土木建築室 計画グループ マネジャー

川嶋直人　中部電力（株） 技術開発本部 電力技術研究所 土木技術グループ構築チーム 研究副主査

工藤正彦　北海道電力（株） 土木部 電源開発グループ グループリーダー

髙橋 均　東北電力（株） 土木建築部 土木建築業務課長

田林聖志　北陸電力（株） 土木部 副部長（開発計画担当）

藤田久之　北陸電力（株） 土木部土木業務運営チーム兼開発計画チーム 統括副部長

松尾和宏　経済産業省 商務流通保安グループ 電力安全課 課長補佐（水力発電設備担当）

松尾憲親　九州電力（株） 技術本部 総合研究所 土木グループ長

協力執筆者と担当個所（所属等は執筆時）

小川忠之　独立行政法人国際協力機構 国際協力専門員（資源・エネルギー） 7.12

海江田秀志　（一財）電力中央研究所 地球工学研究所 地圏科学領域 研究参事 2.8.2

久下勝也　独立行政法人国際協力機構 産業開発・公共政策部 資源・エネルギーグループ第二チーム 主任調査役 7.13

橋本信雄　独立行政法人国際協力機構 産業開発・公共政策部 国際協力専門員 7.9 7.10

目次

第１章 再生可能エネルギー開発の意義と必要性
１.１ 再生可能エネルギーと地球環境問題・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1
１.２ 地球温暖化対策と我が国のエネルギー事情・・・・・・・・・・・・・・・・ 2
１.３ 再生可能エネルギーの定義・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 5
１.４ 再生可能エネルギー導入促進の取り組み・・・・・・・・・・・・・・・・・ 15
１.５ 再生可能エネルギーの開発に期待するところ・・・・・・・・・・・・・・・ 19

第２章 再生可能エネルギー開発の位置付けと開発の現状
２.１ 総エネルギー供給中の位置付け・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 21
２.２ 風力発電の現状と将来見通し・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 38
２.３ 太陽光発電の現状と将来見通し・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 49
２.４ 地熱発電の現状と将来見通し・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 59
２.５ 水力発電の現状と将来見通し・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 69
２.６ バイオマス発電の現状と将来見通し・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 78
２.７ 廃棄物発電の現状と将来見通し・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 92
２.８ 研究開発途上の再生可能エネルギー
（海洋エネルギー、高温岩体発電）の現状と将来見通し・・ 104

第３章 再生可能エネルギー開発の課題
３.１ 風力発電・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 121
３.２ 太陽光発電・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 129
３.３ 地熱発電・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 136
３.４ 水力発電・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 145
３.５ バイオマス発電・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 152
３.６ 廃棄物発電・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 163

第４章 再生可能エネルギー支援制度の現状と課題
４.１ 再生可能エネルギー関連の支援制度・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 176
４.２ わが国における FIT 制度の現状と課題・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 180
４.３ 民間における取り組み・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 188

第５章 再生可能エネルギー開発の許認可手続きの現状と課題
５.１ 再生可能エネルギー利用発電所の許認可手続き・・・・・・・・・・・・・・ 192
５.２ 再生可能エネルギー利用発電所の環境アセスメント・・・・・・・・・・・・ 212

第６章 再生可能エネルギー開発への土木技術者の貢献
６.１ 再生可能エネルギー発電事業の計画における土木技術の貢献・・・・・・ 234
６.２ 各種プラントの建設における土木技術の貢献・・・・・・・・・・・・・ 237
６.３ CDM・JCM プロジェクトにおける土木技術の貢献・・・・・・・・・・ 244

第７章 海外展開の現状と課題・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 246
７.１ 中国・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 249
７.２ インド・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 268
７.３ インドネシア・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 279
７.４ マレーシア・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 291
７.５ バングラディッシュ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 297
７.６ フィリピン・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 303
７.７ ベトナム・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 316
７.８ タイ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 329
７.９ ラオス・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 340
７.１０ カンボジア・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 351
７.１１ ミャンマー・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 360
７.１２ 大洋州地域・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 370
７.１３ アフリカにおける地熱開発・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 382
７.１４ 世界銀行などの環境社会配慮政策・・・・・・・・・・・・・・・・・ 388

第８章 再生可能エネルギーの普及に向けた提言・・・・・・・・・・・・・・・ 396

第１章　再生可能エネルギー開発の意義と必要性

１．１　再生可能エネルギーと地球環境問題

再生可能エネルギーとは、有限で枯渇性の石油などの化石燃料や原子力とは異なり、自然現象において資源が再生可能なエネルギーのことをいう。具体的には、人類が原始の時代から利用してきた薪などのバイオマスや近代化の黎明期を支えた水力をはじめ、風力や太陽光・太陽熱、地熱、波力などがこれに分類される。これとよく似た言葉で新エネルギーという我が国独自の概念があり、通常は、石油代替エネルギーのうち、石炭、天然ガス、原子力、水力、地熱といった従来から普及されているエネルギー以外の新規性のあるものをいうが、政策的にはより広義に、クリーンエネルギー自動車やコージェネレーション、燃料電池発電など従来型エネルギーの新しい利用形態を含む。いずれにしても、再生可能エネルギー、新エネルギーは、二酸化炭素（CO_2）をはじめ窒素酸化物（NOx）や硫黄酸化物（SOx）の排出量が少なく環境負荷の小さいクリーンなエネルギーとして理解され、環境問題が深刻化する中で、その重要性はますます高まっている。

とりわけ、地球温暖化はもっとも重要な環境問題である。気候変動に関する政府間パネル（IPCC：Intergovernmental Panel on Climate Change）の第５次評価報告書総合報告書政策決定者向け要約（2014 年）[(1)(2)]によれば、世界平均地上気温は、線形変化傾向から計算すると、1880～2012 年の期間に 0.85℃上昇した。特に最近の３０年間の各 10 年間は 1850 年以降のどの 10 年間よりも高い気温が続いており、なおかつ順次上昇している。その直接的な結果として、1992 年～2011 年の期間にわたり、グリーンランドおよび南極の氷床の質量は減少しており、2002 年～2011 年にわたって減少率がより大きくなっている可能性が高い。氷河はほぼ世界中で縮小し続けている。このように地球の温暖化は確実に、かつ加速的に進んでいる。地球大気に捉えられた太陽熱の大部分は海洋によって吸収されているが、その熱が海洋の表層から既に底層に達しているとみられ、海洋の熱の蓄積量が増えるにつれて海洋への熱の吸収量が減少して、大気温の上昇がさらに加速すると懸念される。

人為起源の温室効果ガスの排出は、工業化以降増加しており、今やその排出量は史上最高となった。温室効果ガスの約 78%は化石燃料の燃焼および工業プロセスに起因する CO_2 であり、1750～2011 年に排出された人為起源の CO_2 の約 40%が大気中に残留している。その結果、CO_2 の大気中濃度は、少なくとも過去 80 万年間で前例のない水準にまで増加した。気候変動を緩和する政策が増えているにもかかわらず、人為起源の温室効果ガス総排出量は、1970～2010 年にわたって増え続け、2000～2010 年にはより大きな明白な増加を見せている。世界的な経済成長と人口増加が化石燃料の燃焼による CO_2 排出量増加の最も重要な駆動力である状態が続いている。

温室効果ガスの大気中濃度を安定させるには、排出量と吸収量を同等にしなければならず、現在の排出量を大幅に削減する努力が必要である。現在、人為起源の CO_2 の大気への放出のうち、約 4 分の 3 は化石燃料によるものであり、化石燃料への依存から脱却し、よりクリーンなエネルギーへと転換を図ることは、人類共通の急務となっている。

参考文献

１．１　再生可能エネルギーと地球環境問題

(1) Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC); Climate Change 2014: Synthesis Report: Summary for Policymakers.
http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5_SYR_FINAL_SPM.pdf

(2) 文部科学省、経済産業省、気象庁、環境省訳：気候変動 2014：気候変動に関する政府間パネル第５次評価報告書統合報告書 政策決定者向け要約
http://www.env.go.jp/earth/ipcc/5th/pdf/ar5_syr_spmj.pdf

１．２　地球温暖化対策と我が国のエネルギー事情

1992 年に採択され、1994 年に発効した気候変動枠組条約は、「気候系に対して危険な人為的干渉を及ぼすこととならない水準に大気中の温室効果ガスの濃度を安定させること」を究極的な目的としている。1997 年に京都で開催された気候変動枠組条約第３回締約国会議（COP3）で採択され、2005 年 2 月にようやく発効した京都議定書(1)は、先進国の温室効果ガスの排出量を 2008 年から 2012 年までの第 1 約束期間において、先進国全体で 1990 年比 5%の削減を目的として、各国それぞれに法的拘束力のある数値が定められたものである。この中で日本は 6%の削減を約束したが、2004 年度における我が国が排出した温室効果ガスは基準年比で 7．4%増加し、削減目標との差は 13．4%と広がった(2)。

この厳しい状況のなか、温室効果ガス削減目標 1990 年比 6%を確実に達成するために、2005 年 4 月 28 日に京都議定書目標達成計画(3)が閣議決定された。同計画において示された目標達成のための対策・施策は、大きく次の 3 項目、①温室効果ガスの排出削減、②森林吸収源の増大、③京都メカニズムの利用、に分けられる。そして、温室効果ガス削減目標に対し、それぞれが期待される割合は①0.5%、②3.9%、③1.6%、と見積られた。

2014 年 7 月 1 日に地球温暖化対策推進本部がまとめた「京都議定書目標達成計画の進捗状況」(4)によれば、我が国における京都議定書第一約束期間中の 5 カ年平均の温室効果ガス総排出量は、12 億 7,800 万トンであり、基準年度比で 1.4%の増加となった。これは、2008 年度後半の金融危機の影響に伴い 2009 年度にかけて総排出量が減少したものの、2010 年度以降、景気回復及び東日本大震災を契機とした火力発電の増加により 3 年連続で総排出量が増加したことによる。第一約束期間の目標達成に向けて算入可能な吸収量は、年平均 78 万 ha の森林整備（55 万 ha は間伐）の実施により、５カ年平均で 4,870 万トン、基準年総排出量の 3.9%相当となり、目標としていた吸収量を確保した。政府による京都メカニズムの活用については、2013 年 3 月 31 日までに目標達成計画に掲げられた約 1 億トンのうち 9,749.3 万トンのクレジットを取得した。加えて、民間事業者が政府口座に移転した京都メカニズムクレジットの量は、2008～2012 年度の合計で約 2 億 7,400 万トンとなった。その結果、総排出量に森林等吸収源及び京都メカニズムクレジットを加味した 5 カ年平均では基準年比

8.4%減となり、京都議定書の目標（基準年比６％減）を達成した。とは言え、2012年度の排出量は CO_2 以外の温室効果ガスがいずれも基準年より大幅に減少している中で、CO_2 は基準年から 14％も増加している。その内訳を見ると、産業部門が－13.4%、運輸部門が+4.1％であるのに対して、業務その他部門が+65.8%、家庭部門が+59.7%、エネルギー転換部門が+29.4％と大幅に増加しており、業務その他部門と家庭部門の省エネとエネルギー転換部門の低炭素化が重要であることが分かる。

一方、エネルギー安全保障の面では、2014 年 4 月に閣議決定されたエネルギー基本計画[5]に述べられているとおり、東日本大震災で原子力発電所が停止した結果、2010年度に19.9%にまで回復していた原子力を含むエネルギー自給率が2012年には6.0%まで落ち込み、国際的に見ても自給率の非常に低い脆弱なエネルギー供給構造となっている。原子力を代替するために石油、天然ガスの海外からの輸入が拡大することとなり、電源として化石燃料に依存する割合は震災前の６割から９割に急増した。2013 年度には石炭の使用量も急増した。日本の貿易収支は、化石燃料の輸入増加の影響等から、2011 年に 31 年ぶりに赤字に転落した後、2012 年は赤字幅を拡大し、さらに 2013 年には過去最大となる約 11.5 兆円の貿易赤字を記録した。貿易収支の悪化によって、経常収支も大きな影響を受けており、化石燃料の輸入額の増大は、エネルギー分野に留まらず、マクロ経済上の問題となっている。

海外からの化石燃料への依存の増大は、資源供給国の偏りというもう一つの問題も深刻化させている。現在、原油の８３％、ＬＮＧの３０％を中東地域に依存しており（２０１３年)、中東地域が不安定化すると、日本のエネルギー供給構造は直接かつ甚大な影響を受ける可能性がある。石油の場合、第一次石油ショック後から整備してきた備蓄制度によって、需要の１９０日分（２０１４年１月末時点）の備蓄が確保されており、供給途絶に至る事態が発生した場合でも、輸入が再開されるまでの国内供給を支えることが一定程度可能である。他方、天然ガスについては、供給源が多角化しているものの、発電用燃料として急速に利用が拡大しているため、主要な供給地において供給途絶に至るような事態が発生した場合には、電力供給体制に深刻な影響を及ぼす可能性がある。実際、我が国が化石燃料、特に石油を依存している中東地域では、２０１０年１２月に発生したチュニジアのジャスミン革命が、ヨルダン、エジプト、バーレーンなどへと飛び火し、いわゆる“アラブの春”が中東・北アフリカ地域に拡がった。この結果、こうした地域全体の政治・社会構造が不安定化し、原油の供給不足発生への不安から原油市場も不安定化することとなった。さらに、エジプトの情勢不安、シリアの内戦化など我が国のエネルギー安全保障にとって益々深刻な事態となっている。

そうした中、2015 年 11 月 30 日～12 月 13 日に COP21 が開催され、新たな法的枠組みである「パリ協定」[6]が採択された。この協定は世界的な平均気温上昇を産業革命以前に比べて２℃より十分低く保つとともに、1.5℃に抑える努力を追求すること、適応能力を向上させること、資金の流れを低排出で気候に強靭な発展に向けた道筋に適合させること等によって、気候変動の脅威への世界的な対応を強化することを目的としている。その中に以下の点が含まれた[7]ことによって、省エネ、エネルギー効率の向上とともに再生可能エネルギーの開発について途上国を支援する意義が明確にな

った。

・主要排出国を含むすべての国が削減目標を５年ごとに提出・更新すること、共通かつ柔軟な方法でその実施状況を報告し、レビューを受けること

・JCM を含む市場メカニズムの活用が位置づけられたこと

・先進国が引き続き資金を提供することと並んで途上国も自主的に資金を提供すること

・イノベーションの重要性が位置づけられたこと

パリ協定を受けて我が国では 2015 年 12 月 22 日に地球温暖化対策推進本部が国内対策として地球温暖化対策計画の策定、政府実行計画の策定、国民運動の強化、世界全体の排出削減への貢献策として途上国における気候変動対策の実施（官民合わせて年間 1 兆 3,000 億円）、エネルギー・環境イノベーション戦略の策定など「パリ協定を踏まえた地球温暖化対策の取組方針について」[8]を決定した。

参考文献

１．２　地球温暖化対策と我が国のエネルギー事情

(1) Kyoto Protocol to The United Nations Framework Convention on Climate Change、1998.
http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf

(2) 環境省；2004 年度（平成 16 年度）の温室効果ガス排出量速報値について、2005 年 10 月.
http://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg/2004sokuho.pdf

(3) 地球温暖化対策推進本部．京都議定書目標達成計画．2005.
http://www.kantei.go.jp/jp/singi/ondanka/kakugi/050428keikaku.pdf

(4) 温暖化対策推進本部：京都議定書目標達成計画の進捗状況、2014.
http://www.kantei.go.jp/jp/singi/ondanka/kaisai/dai28/siryou.pdf

(5) 閣議決定：エネルギー基本計画、2014.
http://www.meti.go.jp/press/2014/04/20140411001/20140411001-1.pdf

(6) 環境省：パリ協定の概要（仮訳）、2015.
http://www.env.go.jp/earth/ondanka/cop21_paris/paris_conv-a.pdf

(7) 国連気候変動枠組条約第 21 回締約国会議（COP21）及び京都議定書第 11 回締約国会合（COP/MOP11）の結果について、環境省ＨＰ
http://www.env.go.jp/earth/cop/cop21/

(8) 地球温暖化対策推進本部；パリ協定を踏まえた地球温暖化対策の取組方針について、2015 年 12 月 22 日
http://www.env.go.jp/earth/ondanka/cop21_paris/paris_conv-b.pdf

１．３　再生可能エネルギーの定義

１．３．１　日本における再生可能エネルギーの定義

（１）一般的な定義

「再生可能エネルギー」という語は今日では日常語となっているが、その厳密な定義を設定することは実は容易ではなく、エネルギー問題を専門に扱う政府（系）機関、研究者、NGO 等がそれぞれ独自の定義を用いている。また、類似の概念である「石油代替エネルギー」、「非化石エネルギー」、「新エネルギー」、「自然エネルギー」等との区別も曖昧である。次に挙げるのは「再生可能エネルギー」の定義の一例であるが、要件や具体例に少しずつ差異があることがわかる。

（例 1）環境イノベーション情報機構 EIC ネット[(1)]

再生可能エネルギーとは、有限で枯渇の危険性を有する石油・石炭などの化石燃料や原子力と対比して、自然環境の中で繰り返し起こる現象から取り出すエネルギーの総称。

具体的には、太陽光や太陽熱、水力（ダム式発電以外の小規模なものを言うことが多い）や風力、バイオマス（持続可能な範囲で利用する場合）、地熱、波力、温度差などを利用した自然エネルギーと、廃棄物の焼却熱利用・発電などのリサイクルエネルギーを指し、いわゆる新エネルギーに含まれる。

（例 2）現代政治用語辞典 Pol-Words NET[(2)]

再生可能エネルギーとは、有限で枯渇性の石油などの化石燃料や原子力とは異なり、自然現象において資源が再生可能なエネルギーのことである。具体的には、太陽光や太陽熱、水力や風力、バイオマス、地熱、波力などのエネルギーが挙げられる。ただし、自然環境に影響を与えるダム式水力などは区別されることがある。

上記の例にみるように、日常語としての「再生可能エネルギー」は、自然現象によって無限に発生するエネルギー、といった曖昧な意味で用いられ、時に「自然エネルギー」と同一視されている。しかし厳密な定義を示して「再生可能エネルギー」という語が用いられることは少なく、定義というよりも例えば図 1.3-1 のように「仕分けている」というのが適切と考えられるが、以下ではあえて「定義」という表現を用いることとする。

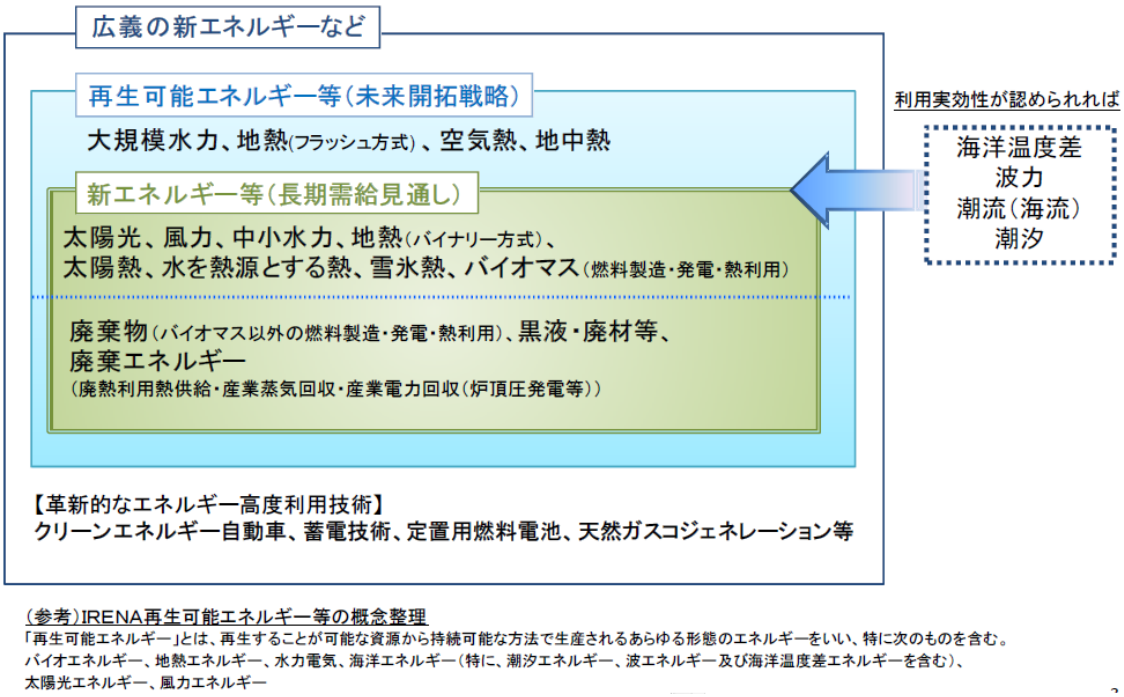


図１．３－１　一般的に用いられている「新エネルギー」などの定義
出典：総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会第 37 回配布資料－４[3]

次に述べるように、日本政府内でエネルギー問題を所管する経済産業省は、「非化石エネルギー」、「再生可能エネルギー」、「新エネルギー利用等」、「新エネルギー等」の四者について、法令上またはそれに準ずる公式の定義を設定している。本報告書では、これら四つの用語については、特記しない限り経済産業省の定義を採用することとする。加えて、「自然エネルギー」「未活用エネルギー」について、経済産業省が所管する独立行政法人経済産業研究所が作成している総合エネルギー統計の定義を採用することとする。

（２）再生可能エネルギーとその類似概念の定義

a. 再生可能エネルギー

再生可能エネルギーは、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な利用の促進に関する法律[4]で太陽光、風力その他非化石エネルギー源のうち、エネルギー源として永続的に利用することができると認められるものとして政令で定めるものとされている。同法施行令[5]では次の 7 つが定められている。

1）太陽光
2）風力
3）水力
4）地熱
5）太陽熱
6）大気中の熱その他の自然界に存する熱
7）バイオマス

2012 年 7 月に始まった再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT）[6]は以下を対象としている。

1)太陽光発電

2)風力発電（洋上風力は 20kW 以上）

3)水力発電（3 万 kw 未満）

4)地熱発電

5)バイオマス発電（メタン発酵ガス、間伐材等由来の木質バイオマス、一般木質バイオマス・農産物の収穫に伴って生じるバイオマス、建設資材廃棄物、一般廃棄物・その他のバイオマス）

b. 非化石エネルギー

日本政府のエネルギー政策は、2 度の石油ショックの経験を踏まえ、石油依存度の低減を重要な柱としてきた。政府は 1980 年に「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」（通称「石油代替エネルギー法」）[7]を制定し、石油代替エネルギーの開発・導入を推進することとした。この法律で「石油代替エネルギー」は次のように定義され、石油とその製品以外のあらゆるエネルギー（石油以外の化石燃料と原子力を含めて）を含んでいる。

1) 石油に代えて燃焼の用に供される物

2) 石油を熱源とする熱に代えて使用される熱

3) 石油を熱源とする熱を変換して得られる動力に代えて使用される動力

4) 石油に係る動力を変換して得られる電気に代えて使用される電気。

この法律に基づく石油代替政策により、石油から石炭、天然ガス及び非化石エネルギーへのシフトが進み、我が国の 1 次エネルギーに占める石油の割合（石油依存度）は、1973 年の 75%から、2006 年には 44%にまで低下したものの、石油だけでなく天然ガス、石炭等も含めた化石燃料全体の依存度は、2006 年において依然 8 割以上を占めていた。他方で、世界のエネルギー需要の急増等を背景に、従来どおりの質・量の化石燃料を確保していくことが困難となることが懸念されるとして、2009 年、政府は石油への依存の脱却を図るというこれまでの施策を見直し、「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」を改正して「非化石エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律」[8]とした。こうした対応は、低炭素社会の実現にも寄与するものとされた。

この法律で定義された非化石エネルギーは以下の 4 つである。

1) 化石燃料以外の物であつて、燃焼の用に供されるもの

2) 化石燃料を熱源とする熱以外の熱

3) 化石燃料を熱源とする熱を変換して得られる動力以外の動力

4)化石燃料に係る動力を変換して得られる電気以外の電気

c. 新エネルギー利用等

1997 年に開催された気候変動枠組条約第 3 回締約国会議（COP3）において、日本の 2010 年に向けた二酸化炭素排出量の削減目標が設定された。この目標の達成に向けて非化石燃料エネルギーの導入を推進するため、政府は 1997 年に「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法」（以下「新エネ法」という。）[9]を制定した。新エネ法は、「新エネルギー利用等」を推進するため、各主体の役割を明確化するとともに、新エネルギー利用等を行う事業者に対する金融上の支援措置等を規定している。

新エネ法の最終改正[9]による「新エネルギー利用等」の定義は、非化石エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律[8]第 2 条 に規定する非化石エネルギーを製造し、若しくは発生させ、又は利用すること及び電気を変換して得られる動力を利用することのうち、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非化石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となっている。

新エネ法施行令[10]は、上記の要件に該当する「新エネルギー利用等」を次のように規定している。

①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を原材料とする燃料を製造すること
②バイオマス又はバイオマスを原材料とする燃料を熱を得ることに利用すること
③太陽熱を給湯、暖房、冷房その他の用途に利用すること
④冷凍設備を用いて海水、河川水その他の水を熱源とする熱を利用すること
⑤雪又は氷を熱源とする熱を冷蔵、冷房その他の用途に利用すること
⑥バイオマス又はバイオマスを原材料とする燃料を発電に利用すること
⑦地熱を発電（アンモニア水、ペンタンその他の大気圧における沸点が百度未満の液体を利用する発電に限る。）に利用すること
⑧風力を発電に利用すること
⑨水力を発電（かんがい、利水、砂防その他の発電以外の用途に供される工作物に設置される出力が千キロワット以下である発電設備を利用する発電に限る。）に利用すること
⑩太陽電池を利用して電気を発生させること

なお、2008 年 4 月に、「経済的社会的環境の変化を踏まえて」として新エネ法施行令が改正[11]されたとき⑦と⑨が追加され、下記 5 項目が削除されて上記の 10 項目となっている。

・再生資源を原材料とする燃料の製造
・再生資源を原材料とする燃料等の熱利用及び発電利用
・天然ガス自動車、メタノール自動車、電気自動車
・天然ガスコージェネレーション
・ 燃料電池

d. 自然エネルギー・未活用エネルギー

経済産業省資源エネルギー庁が発表している総合エネルギー統計[12]では、非化石エネルギーを下のように分類している。

1) 原子力

2) 水力

3) 再生可能エネルギー・未活用エネルギー

① 自然エネルギー

・太陽光発電

・太陽熱利用

・風力発電

・バイオマスエネルギーなど

② 地熱エネルギー

③ 未活用エネルギー

・廃棄物発電

・廃タイヤ直接利用

・廃プラスチック直接利用の「廃棄物エネルギー回収」

・廃棄物ガス

・再生油

・ＲＰＦ等の「廃棄物燃料製品」

・廃熱利用熱供給

・産業蒸気回収

・産業電力回収の「廃棄エネルギー直接活用」

e. 再生可能エネルギーを中心としたエネルギーの分類図

経済産業省の定義に基づき、エネルギー全体の中での再生可能エネルギーの位置づけを図示すると、図１．３－２のようになる。ここで、エネルギー供給構造高度化法とは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な利用の促進に関する法律[13]である。

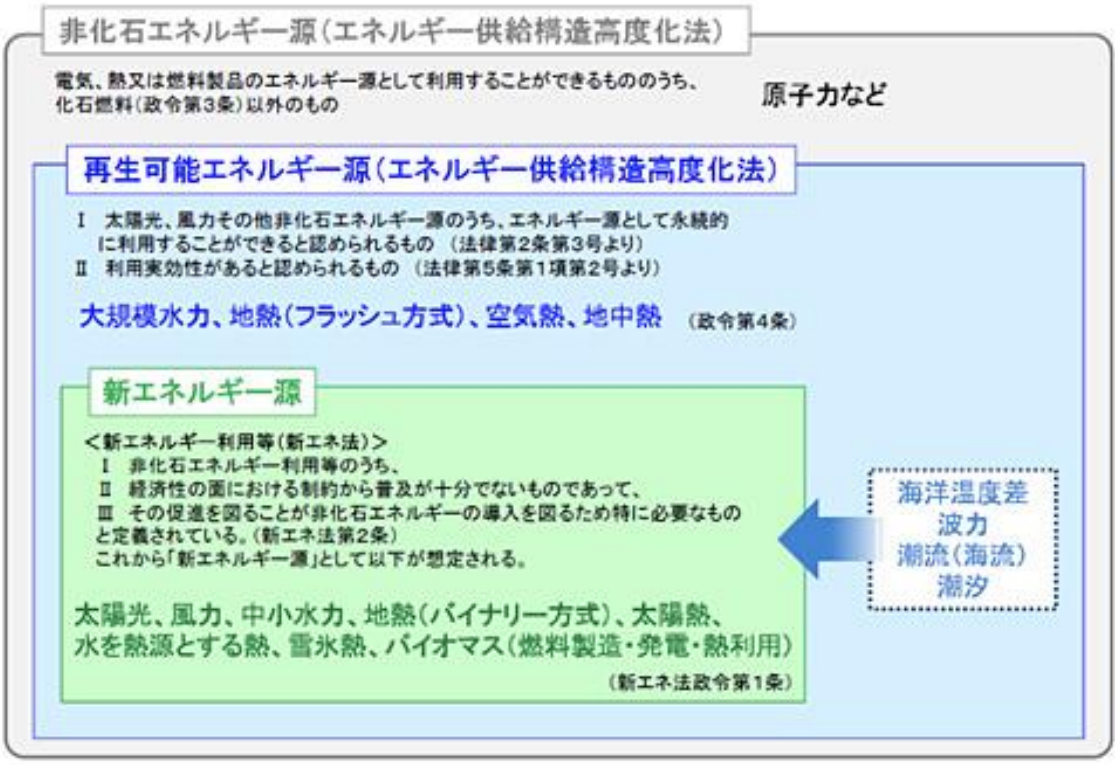


図１．３－２ 再生可能エネルギーの位置付け
出典：資源エネルギー庁ホームページ(14)

１．３．２　主要国における再生可能エネルギーの定義

（１）アメリカ合衆国

アメリカ合衆国エネルギー情報局（EIA）は、ホームページの電力データブラウザで発電量の月間データを公表している。その中で再生可能エネルギーとして扱われているのは、風力、バイオマス、太陽光、地熱、水力（揚水式を除き、大規模在来型水力を含む）である(15)。同じく EIA の Annual Energy Outlook 2015 ではさらに廃棄物を含めている (16)。

再生可能エネルギーの導入支援策としては、電気事業者によるグリーン料金制度、再生可能エネルギー・クレジットの取引等がある。グリーン料金制度の対象とされている再生可能エネルギーの種類は、風力、バイオマス、太陽光、地熱、小型水力である(17)。

（２）EU

欧州委員会は、1997 年に提案した「再生可能エネルギー白書」において、2010 年までに一次エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を 12%にすることを定めた。また、同白書中の「テイク・オフ・キャンペーン」において、2003 年までの再生可能エネルギー導入目標値を、その種類別に設定した。同白書において再生可能エネルギーとして挙げられているエネルギーは、次のとおりである。

a. 風力
b. 太陽光
c. 太陽熱
d. 小水力発電
d. バイオ燃料
e. バイオガス
f. 木質バイオマス
g. 地熱

欧州委員会による小水力発電の定義は、出力 10MW 未満とされている。しかしフランスは 12MW 未満を小水力発電と定義するなど、完全な統一はなされていなかった(18)。

2009 年 4 月に成立、同年 6 月に発効したＥＵの再生可能エネルギー利用促進指令では、「再生可能エネルギーとは、再生可能な非化石燃料エネルギー（風力、太陽エネルギー、回収熱（大気熱、地熱、水熱）、海洋エネルギー、水力、バイオマス、埋立地ガス、汚水処理ガス、バイオガスなど）を指す」とされ、大規模水力による発電電力やヒートポンプによる回収熱も含まれる(19)。

（３）オーストラリア

オーストラリア政府は、1997 年に「再生可能エネルギーの 2%強制目標」（1997 年に 10.7%であった再生可能エネルギー発電の国内シェアを、2010 年に 12.7%に増加させる）を設定し、これを達成するため、2000 年に「再生可能エネルギー（電気）法」、「再生可能エネルギー（電気[罰金]）法」の 2 法律を制定した。これらの法律で再生可能エネルギーとして認可されるエネルギーは、以下のように広い範囲で、かつ細かく定義されている(20)。

a. バガス（サトウキビの廃棄物）コジェネレーション
b. 黒液（製紙産業の廃棄物）
c. 木材廃棄物
d. エネルギー農作物
e. 農作物廃棄物
f. 食物・農作物の湿性廃棄物
g. 埋立地ガス
h. 都市ゴミ（固体）の燃焼
i. 下水汚泥ガス
j. 地熱
k. 潮汐
l. 太陽光発電及び、太陽光発熱使用の再生可能エネルギー独立型電力供給システム
m. 風力及び、風力と他エネルギーのハイブリッド REPS システム
n. 小型水力 REPS システム
o. 太陽熱給湯システム

p. 再生可能燃料との混焼
q. 波力
r. 海洋エネルギー
s. 燃料電池
t. 高温岩体
u. その他水力
v. その他風力
w. その他太陽エネルギー

上記のように、他の先進国と比較してのオーストラリアの再生可能エネルギーの定義の特徴は、次の 4 点に要約される。
① 廃棄物発電が含まれること。
② （化石燃料に依存する）燃料電池が含まれること
③ 潮汐、高温岩体など、技術開発途上のエネルギーが含まれること。
④ 大規模水力発電が含まれること。

（4）中華人民共和国

国家エネルギー局が 2012 年 8 月に発表した「再生可能エネルギー発展第十二次 5 カ年計画」では、以下の再生可能エネルギーについて 2015 年までの開発目標が示されている(21)。

水力（揚水を含まない）
系統接続風力
太陽光発電
バイオマス発電（農林バイオマス発電、メタンガス発電、ごみ焼却発電）
ガス（メタンガス利用者、工業有機廃水メタンガス）
熱、冷房供給
太陽熱温水器
太陽熱ストーブ
地熱利用（発電、冷暖房供給、給湯）
燃料（バイオ成形燃料、バイオエタノール、バイオメタノール）
海洋エネルギー（潮汐発電など）

（5）日本と諸外国の比較

日本を含む主要国における再生可能エネルギーの定義をまとめると、表１．３－１のようになる。表中、認定とは政府が法律、統計、開発目標において再生可能エネルギーとしていることを意味する。

表１．３－１主要国における再生可能エネルギーの定義

○：認定　△：条件付認定　×：非認定

国名	水力（揚水式除く）	太陽光	風力	地熱	バイオマス	廃棄物	雪氷熱	温度差エネルギー	波力,潮汐,海洋温度差	その他
日本	○	○	○	○	○	○	○	○	△	×
アメリカ	○	○	○	○	○	○	×	×	×	×
EU	○	○	○	○	○	△	×	○	○	○
オーストラリア	○	○	○	○	○	○	×	×	○	○
中国	○	○	○	○	○	○	×	×	○	○

各国における再生可能エネルギーの認定範囲を比較すると、以下の事実が指摘できる。

a. 共通して認定されているエネルギー

水力、太陽光、風力、地熱、バイオマスの 5 種類は、全ての国において認定されている。

b. 水力発電の位置づけの差異

日本と米国は、大規模水力発電について、再生可能エネルギーと認定はするが、政府としての助成を行っていない。

c. 廃棄物エネルギーの位置づけの差異

廃棄物エネルギー（発電、熱利用、燃料）について、全て認定する国（日本、アメリカ、オーストラリア、中国）、化石燃料に由来しないもの（具体的には埋立地ガス）に限定して認定する国（EU）がある。

d. 研究開発段階のエネルギーの位置づけの差異

オーストラリアは、研究開発段階の（と推測される）ものを含めて、通常考え得る再生可能なエネルギーを全て認定している点で特徴的である。その他の国では研究開発段階のエネルギーを認定していない場合が多い。日本は、海洋エネルギーについて、「利用実効性が認められれば」との条件を付けている。

それぞれの国の自然条件を考慮して、実用化または今後の拡大の可能性が高いものが認定されているようである。

参考文献

１．３　再生可能エネルギーの定義

(1) 一般財団法人環境イノベーション情報機構 EIC ネット環境用語集
http://www.eic.or.jp/ecoterm/?act=view&serial=965

(2) 現代政治用語辞典 Pol-Words NET
http://pol.cside4.jp/eco/7.htm

(3) 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会第 37 回配布資料－４, 2009 年 8 月 25 日.
http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g90825b12j.pdf

(4) 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な利用の促進に関する法律、平成二十一年七月八日法律第七十二号

http://law.e-gov.go.jp/htmldata/H21/H21HO072.html
(5) 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な利用の促進に関する法律施行令、平成二十一年八月二十七日政令第二百二十二号
http://law.e-gov.go.jp/htmldata/H21/H21SE222.html
(6) 再生可能エネルギー固定価格買取制度ガイドブック、2016 年度版.
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/data/kaitori/2016_fit.pdf
(7) 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、エネ庁ＨＰ
http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2004html/outro2_6.html
(8) 非化石エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律、最終改正：平成二六年六月一三日法律第六七号
http://law.e-gov.go.jp/htmldata/S55/S55HO071.html
(9) 新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法、平成九年四月十八日法律第三十七号
http://law.e-gov.go.jp/htmldata/H09/H09HO037.html
(10) 新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法施行令、平成九年六月二十日政令第二百八号.
http://law.e-gov.go.jp/htmldata/H09/H09SE208.html
(11) 経済産業省資源エネルギー庁新エネルギー対策課；新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法施行令の一部を改正する政令について、平成 20 年 1 月 29 日
http://www.j-ec.or.jp/ecinfo/HoukiKankyo/houki14.pdf
(12) 経済産業省、資源エネルギー庁　総合エネルギー統計
http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/
(13) 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な利用の促進に関する法律、平成二十一年七月八日法律第七十二号、最終改正：平成二六年六月一八日法律第七二号
http://law.e-gov.go.jp/htmldata/H21/H21HO072.html
(14) 資源エネルギー庁ホームページ、再生可能エネルギーの種類と特徴
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/renewable/outline/
(15) アメリカ合衆国エネルギー情報局ホームページ、電力データブラウザ、
http://www.eia.gov/electricity/data/browser/?src=home-f1
(16) アメリカ合衆国エネルギー情報局、Annual Energy Outlook 2015
http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2015).pdf
(17) 飯沼他．海外事務所報告１　米国電気事業の最近の動向　電力自由化の状況と原子力を巡る情勢．海外電力　Vol.46, No.2．2004 年 2 月号
(18) 林．欧州の再生可能エネルギーの動向（2003 年）　EU 白書の目標と導入実績．海外電力　Vol.47, No.4．2005 年 4 月号
(19) 海外電力調査会：海外諸国の電気事業 2014、第 1 編、上巻、p.66
(20) NEDO．豪州における再生可能エネルギー法の導入．新エネルギー海外情報 01-No.3. 2005 年 4 月 5 日
(21) 海外電力調査会、海外諸国の電気事業 2014、第 1 編、上巻、pp.158-163.

１．４　再生可能エネルギー導入促進の取り組み

国による新エネルギー導入促進の歴史は古く、石油ショック以後の 1980 年に、主にエネルギーセキュリティ向上が強い動機となって「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」が制定された。その後、新エネルギーの環境側面への期待が高まる中、COP3 が開催された 1997 年に「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法」が施行された。同法における「新エネルギー利用等」の定義は、「技術的に実用化段階に達しつつあるが、経済性の面での制約から普及が十分でないもので、石油代替エネルギーの導入を図るために特に必要なもの」としており、風力発電や太陽光発電、バイオマス、廃棄物、などが含まれるが、実用段階に達した水力発電や地熱発電、研究開発段階にある波力発電や海洋温度差発電は、再生可能エネルギーであってもその対象としていない。一方で、従来型エネルギーであっても利用形態が新しく環境にも優しいクリーンエネルギー自動車やコージェネレーション、燃料電池などを含んでいた。この特別措置法により、政府が新エネルギー利用等を総合的に推進するための基本方針(1)を策定・公表すること、その基本方針を踏まえてエネルギー使用者やエネルギー供給者は促進のために努力する責務を負うことが定められ、国全体としての取り組み体制を明確化した。さらに、新エネルギー利用等を行う事業者に対し、債務保証や金融支援などの助成制度などを定めており、新エネルギーの一層の普及拡大を促進するものになっている。

また、2003 年に施行された RPS 法は、電気事業者に対して、一定量以上の新エネルギー等を利用して得られる電気の利用を義務づけることにより、新エネルギー等のさらなる普及を推進するものである。この義務を伴う法律で対象とするエネルギーは、風力、太陽光、バイオマスに加え、新エネルギーには指定されていない地熱と中小水力を含み、より経済面での制約が小さい現実性の高いものとなっている。ただし、地熱については熱水を著しく減少させないもの、中小水力は水路式で 1,000kW 以下、とされており周辺環境への影響に配慮している。初年度である 2004 年度は、すべての電気事業者が履行義務を果たし、全体の義務量 32.8 億 kWh を達成した(2)。その後、義務量は年々増加し 2011 年度には義務量約 110 億 kWh を達成している(3)。しかし、FIT（再生可能エネルギー固定価格買取制度）が開始されると、RPS 法は廃止された。

FIT は東日本大震災後の原子力発電所の停止と火力発電所の炊き増しによる国富の流出と CO_2 排出量の急増に対処するため 2011 年 8 月 26 日に成立した「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（平成 23 年法律第 108 号）」(4)によって 2012 年 7 月 1 日に開始された。電気料金に上乗せされる賦課金の単価は初年度が 0.22 円／kWh(5)に対して、2016 年度は 2.25 円／kWh(6)と急騰している。これは調達価格が高く設定され、かつリードタイムの短い太陽光発電が急激に増えたことによる。これに対処するため、1kWh 当たりの調達価格は太陽光（10kW 以上）の場合、初年度の 40 円（＋消費税）(5)に対して、2016 年度は 24 円（＋消費税）(6)としている。

FIT 認定量の約 9 割が事業用太陽光、買取費用が約 2.3 兆円に到達する見込み、接続保留問題の発生といった状況を踏まえ、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民

負担の抑制の両立を目的として FIT 法が改正され、2017 年 4 月 1 日に施行されることとなった。改正のポイントは以下のとおり。[7]

・未稼働案件の発生を踏まえた新認定制度の創設
・適切な事業実施を確保するしくみの導入
・コスト効率的な導入
・地熱等のリードタイムの長い電源の導入拡大
・電力システム改革を活かした導入拡大

再生可能エネルギーの利用を促進するための法整備と並行して、各種の政策支援も実施され、2016年度の再生可能エネルギー関連予算は総額1,366億円に達している[8]。その内訳と主な事業は以下のとおり。

（１）再エネのポテンシャル調査・開発支援、事業化に向けた実証の推進　403 億円
・地熱資源開発調査事業費補助金
・水力発電新技術活用促進事業費補助金
・再生可能エネルギー事業者支援事業費補助金
・地産地消型再生可能エネルギー面的利用等推進事業費補助金
・福島浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業
・風力発電のための送電網整備実証事業費補助金

（２）ＦＩＴの賦課金減免措置　483 億円
・再生可能エネルギー固定価格買取制度施行事業補助金

（３）再エネ研究開発　480 億円
・電力系統出力変動対応技術研究開発事業
・洋上風力発電等技術研究開発
・高性能・高信頼性太陽光発電の発電コスト低減技術開発

また、多くの地方自治体では、地域の新エネルギービジョンを策定して、都市ゴミを利用した廃棄物発電や公用車へのクリーンエネルギー自動車の導入なども積極的に行ったり、国の補助に上乗せした補助金の供与や低利融資などの資金面での支援措置を実施している。民間では、電力会社等は、中小水力発電、地熱発電の他、比較的規模の大きい太陽光発電、風力発電、燃料電池等の実用に向けた設置が進められている。また、ガス、製薬、化学会社やホテルではコージェネレーションの導入も顕著である。鉄鋼業などでは大規模な廃熱発電が実施されている。電力会社が一般の消費者・企業から電気料金とあわせて寄付金を集め、これを新エネルギー発電への助成にあてる「グリーン電力基金」や、グリーン電力の持つ環境付加価値に着目し、この部分を証書化して、その利用を希望する企業・団体等と取り引きする「グリーン電力証書システム」、なども民間主導のユニークな取り組みである。平成 28 年 4 月 1 日時点で、グリーンエネルギー認証センターと契約してグリーン電力証書を発行している事業者数は 33、グリーン電力発電設備の認定設備容量は合計 421,939kW となっている。また、グリーン熱証書システムが 2009 年度に太陽熱を対象にスタートし、2010 年度には対象をバイオマスや雪氷熱にも拡大している。なお、グリーン電力基金は 2009 年 11 月開始の「太陽光発電の新たな買取制度」からＲＰＳ，ＦＩＴへと再生可能エネルギー普及

策が拡充される中で、その役割を終えて 2011 年度を最後に終了した。

2014 年のエネルギー基本計画[9]は、エネルギー需給構造の課題として以下を挙げている。

・海外資源に依存するエネルギー供給体制の脆弱性
・人口減少等による需給構造の変化
・新興国のエネルギー需要拡大等による資源価格の不安定化
・世界の温室効果ガス排出量の増大

さらに、福島第一発電所事故とその前後から顕在化してきた課題として以下を挙げている。

・福島第一原子力発電所事故による深刻な被害
・原子力発電の安全性に対する懸念
・化石燃料への依存拡大と国富の流出
・電源構成の変化による電気料金上昇
・我が国の温室効果ガス排出量の急増
・東西間の電力融通など供給体制の欠陥
・行政・事業者に対する信頼の低下
・コージェネレーションの導入増や節電行動の変化
・中東・北アフリカ地域の不安定化
・シェール革命による国際エネルギー需給構造の変化
・新興国を中心とした原子力の導入拡大

こうした課題に対峙していく上で、３Ｅ＋Ｓ（エネルギーの安定供給・経済発展・環境保全＋安全確保）を原則とすることに加え、多層化・多様化した柔軟なエネルギー需給構造の構築へ向けて以下の施策を長期的、総合的かつ計画的に講ずべきとしている。

・安定的な資源確保のための総合的な施策
・徹底した省エネルギー社会の構築
・スマートで柔軟な消費活動の実現
・再生可能エネルギーの導入加速
・原子力政策の再構築
・化石燃料の効率的・安定的な利用のための環境整備
・電力システム改革
・国内エネルギー供給網の強靭化
・水素等の新たな二次エネルギー構造への変革
・総合エネルギー企業等の創出と成長戦略の実現
・総合的なエネルギー国際協力

再生可能エネルギーの導入加速については、「2013 年から 3 年程度、導入を最大限加速していき、その後も積極的に推進していく。そのため、系統強化、規制の合理化、低コスト化等の研究開発などを着実に進める。このため、再生可能エネルギー等関係閣僚会議を創設し、政府の司令塔機能を強化するとともに、関係省庁間の連携を

促進する。こうした取組により、これまでのエネルギー基本計画を踏まえて示した水準を更に上回る水準の導入を目指し、エネルギーミックスの検討に当たっては、これを踏まえることとする。

具体的な取組として、固定価格買取制度の適正な運用を基礎としつつ、環境アセスメントの期間短縮化等の規制緩和等を今後とも推進するとともに、高い発電コスト、出力の不安定性、立地制約といった課題に対応すべく、低コスト化・高効率化のための技術開発、大型蓄電池の開発・実証や送配電網の整備などの取組を積極的に進めていく。」としている。

参考文献

１．４　新エネルギー導入促進の取り組み

(1) 経済産業省、資源エネルギー庁．新エネルギー利用等の促進に関する基本方針．2002.
http://www.kanto.meti.go.jp/seisaku/enetai/shinene_data/23jigyousyashien_18fy_riyoukeikaku_kihonhousin.pdf

(2) 経済産業省、資源エネルギー庁．電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置の平成１５年度の施行状況について．2004.
http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/pdf/rps_H15.pdf

(3) 経済産業省、資源エネルギー庁．電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法の平成２３年度の施行状況について、2012.
http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/pdf/rps_H23.pdf

(4) 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、法律第 108 号、平成 23 年 8 月 30 日.
http://www.shugiin.go.jp/internet/itdb_housei.nsf/html/housei/17720110830108.htm

(5) 資源エネルギー庁、News Release、2012 年 6 月 18 日「再生可能エネルギーの固定価格買取制度について調達価格及び賦課金単価を含む制度の詳細が決定しました」
http://www.meti.go.jp/press/2012/06/20120618001/20120618001-1.pdf

(6) 資源エネルギー庁；再生可能エネルギーの固定価格買取制度ガイドブック 2016 年度版
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/data/kaitori/2016_fit.pdf

(7) 資源エネルギー庁；固定価格買取制度（FIT）見直しのポイント、
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/kaisei/01_point.pdf

(8) 経済産業省；平成２８年度 資源・エネルギー関係予算の概要、平成２８年３月
http://www.meti.go.jp/main/yosan/yosan_fy2016/pdf/energy2.pdf

(9) 資源エネルギー庁：エネルギー基本計画．2014.
http://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/140411.pdf

１．５　再生可能エネルギーの開発に期待するところ

上記のような取り組みによって再計可能エネルギーの開発が進むとして、「長期エネルギー需要見通し（2014）」[1]では、17%の徹底した省エネを織り込んだ上で、2030年の電源構成に占める再生可能エネルギーの電力量構成比を22～24%としている。

再生可能エネルギー導入への課題としては経済面や出力の不安定性、あるいは景観など周辺環境の悪化などが議論されることが多いが、長期的には根本的な課題として利用できる量に限界があることも認識しなくてはならない。環境省委託事業「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」の平成22年度報告書[2]は、再生可能エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮した資源量を「導入ポテンシャル」､そのうち事業収支に関する複数のシナリオを設定した場合に具現化が期待されるエネルギー資源量を「シナリオ別導入可能量」と定義し、表１．５－１のように推定している。

表１．５－１　再生可能エネルギーの導入ポテンシャル、
シナリオ別導入可能量の推定値

出典：環境省委託事業の調査報告書[2]に基づいて作表

	導入ポテンシャル	シナリオ別導入可能量
非住宅系太陽光発電	1.5億kW	0～7,200万kW
風力発電	19億kW	2,400万～4.1億kW
中小水力発電	1,430万kW	1,400万kW
地熱発電	1,400万kW	110万～610万kW

ここで、基本シナリオとして、FITの導入および技術開発によるコスト縮減を想定し、対象エネルギーごとに建設単価等を仮定した上で事業収支シミュレーションを行い、税引前のプロジェクト内部収益率(PIRR)が概ね 8.0%以上となるものが集計されている。

シナリオ別導入可能量の小さい方（コストが現状レベルで、FITの買取価格が低いシナリオ）を合計すると、採算がとれる形で少なくとも約4,000万kWは見込むことができる。これは、東日本大震災直後の平成 22 年度末における発電設備容量の全国合計[3]2億8000万kWに対して約14%となる。

一方、今後エネルギー需要が拡大するとみられる途上国での再生可能エネルギーの開発にあたって、日本の貢献が期待されている。京都メカニズムは削減目標が自国だけで達成できない場合に、市場メカニズムを利用して他国との国際協調により排出削減目標を達成しようとするものである。具体的には「共同実施、JI（Joint Implementation）」、「クリーン開発メカニズム、CDM（Clean Development Mechanism）」、「排出権取引､ET（Emission Trading）」の３種類が認められている。このうちJIやCDMは他国と協調して温室効果ガス削減プロジェクトを共同実施し、そこから生じる削減分（クレジット）を取引する制度である。JIが先進国間での共同実施であるのに対し、CDMは先進国と途上国の間で行うものである。我が国のように発電効率や省エネルギー技術が世界最高水準の国にとって、国内で現状以上に温室効果ガスを削減することは大変困難であるため、これらの技術を他国に展開することでクレジットが得られるこの仕組みは、目標達成のための有効な手段である。また同時に、これらの技術をもつ企業にとっては市場が世界に広がる大きなビジネスチャン

スとなる。世界に先んじた再生可能エネルギー関連の技術開発は、CDM/JI にも大いに貢献すると期待される。CDM/JI の情報については京都メカニズム情報プラットフォーム、http://kyomecha.org/dbproject/index.html

にまとめられている。

さらに、新たな市場メカニズムとして日本政府が推進している二国間クレジット制度（Joint Crediting Mechanism：JCM）も着々と実績を重ねている。JCM の情報については、新メカニズム情報プラットフォーム、

http://www.mmechanisms.org/initiatives/jcm.html

にまとめられている。

以上のように、人類の生存をかけた戦いともいえる再生可能エネルギーの開発は、多岐の分野にまたがっており、開発の余地も大いに残されている、と同時にビジネスの場としても整備されつつあるので、土木学会としても再生可能エネルギーの技術開発を積極的に推進していかなければならない。

参考文献

１．５　再生可能エネルギーの開発に期待するところ

(1) 長期エネルギー需要見通し（2014）
http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf

(2) 株式会社エックス都市研究所・アジア航測株式会社・パシフィックコンサルタンツ株式会社・伊藤忠テクノソリューションズ株式会社：環境省委託事業、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、平成 23 年 3 月.
https://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/full.pdf

(3) 電気事業連合会：電気事業 60 年の統計、昭和 26～平成 22 年度.
http://www.fepc.or.jp/library/data/60tokei/

第２章　再生可能エネルギー開発の位置付けと開発の現状

２．１　総エネルギー供給中の位置付け

２．１．１　日本における総エネルギー供給中の位置づけ

総合エネルギー統計の 2014 年度（確報）(1)によると、一次エネルギー国内供給 20,059PJ に占める水力の割合は表 2.1-1 のように 3.4%、地熱は 0.1%、その他の自然エネルギーは 2.3%、未活用エネルギーは 2.0%、これらを合わせると 7.8%となっている。また、電力として供給される再生可能エネルギーは表 2.1-1、表 2.1-2 のように、水力発電 691PJ、太陽光発電 32.15PJ、風力発電 43PJ、バイオマス発電 135PJ、地熱発電 22PJ、廃棄物発電 33PJ、産業電力回収 85PJ となっている。

表 2.1-1　エネルギー源別一次エネルギー国内供給の推移(1)

出典：資源エネルギー庁、平成 26 年度（2014 年度）におけるエネルギー需給実績（確報）

エネルギー源別一次エネルギー国内供給の推移

（単位：10^15J [PJ]、%）

年度		1990	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
一次エネルギー総供給		20,202	23,755	23,773	23,795	23,150	21,686	23,200	22,047	21,721	21,980	21,056
	[前年度比]		(+0.5)	(+0.1)	(+0.1)	(▲2.7)	(▲6.3)	(+7.0)	(▲5.0)	(▲1.5)	(+1.2)	(▲4.2)
	[2005年度比]	(▲15.0)	(0.0)	(+0.1)	(+0.2)	(▲2.5)	(▲8.7)	(▲2.3)	(▲7.2)	(▲8.6)	(▲7.5)	(▲11.4)
一次エネルギー国内供給※		19,695	22,858	22,894	22,987	21,812	20,864	22,157	21,224	20,825	21,011	20,059
	[前年度比]		(▲0.6)	(+0.2)	(+0.4)	(▲5.1)	(▲4.3)	(+6.2)	(▲4.2)	(▲1.9)	(+0.9)	(▲4.5)
	[2005年度比]	(▲13.8)	(0.0)	(+0.2)	(+0.6)	(▲4.6)	(▲8.7)	(▲3.1)	(▲7.1)	(▲8.9)	(▲8.1)	(▲12.2)
化石エネルギー		16,424	18,854	18,763	19,354	18,287	17,193	18,045	18,674	19,148	19,344	18,487
	[前年度比]		(▲1.2)	(▲0.5)	(+3.2)	(▲5.5)	(▲6.0)	(+5.0)	(+3.5)	(+2.5)	(+1.0)	(▲4.4)
	[2005年度比]	(▲12.9)	(0.0)	(▲0.5)	(+2.7)	(▲3.0)	(▲8.8)	(▲4.3)	(▲1.0)	(+1.6)	(+2.6)	(▲1.9)
	[シェア]	(83.4)	(82.5)	(82.0)	(84.2)	(83.8)	(82.4)	(81.4)	(88.0)	(91.9)	(92.1)	(92.2)
石油		11,008	10,697	10,180	10,219	9,337	8,812	8,820	9,082	9,178	8,981	8,306
	[前年度比]		(▲0.3)	(▲4.8)	(+0.4)	(▲8.6)	(▲5.6)	(+0.1)	(+3.0)	(+1.1)	(▲2.1)	(▲7.5)
	[2005年度比]	(+2.9)	(0.0)	(▲4.8)	(▲4.5)	(▲12.7)	(▲17.6)	(▲17.5)	(▲15.1)	(▲14.2)	(▲16.0)	(▲22.3)
	[シェア]	(55.9)	(46.8)	(44.5)	(44.5)	(42.8)	(42.2)	(39.8)	(42.8)	(44.1)	(42.7)	(41.4)
石炭		3,314	4,763	4,823	5,037	4,920	4,384	4,982	4,654	4,862	5,278	5,117
	[前年度比]		(▲4.7)	(+1.3)	(+4.4)	(▲2.3)	(▲10.9)	(+13.6)	(▲6.6)	(+4.5)	(+8.6)	(▲3.0)
	[2005年度比]	(▲30.4)	(0.0)	(+1.3)	(+5.7)	(+3.3)	(▲8.0)	(+4.6)	(▲2.3)	(+2.1)	(+10.8)	(+7.4)
	[シェア]	(16.8)	(20.8)	(21.1)	(21.9)	(22.6)	(21.0)	(22.5)	(21.9)	(23.3)	(25.1)	(25.5)
天然ガス		2,102	3,394	3,760	4,098	4,029	3,998	4,244	4,937	5,108	5,086	5,063
	[前年度比]		(+1.0)	(+10.8)	(+9.0)	(▲1.7)	(▲0.8)	(+6.2)	(+16.3)	(+3.5)	(▲0.4)	(▲0.4)
	[2005年度比]	(▲38.1)	(0.0)	(+10.8)	(+20.8)	(+18.7)	(+17.8)	(+25.0)	(+45.5)	(+50.5)	(+49.9)	(+49.2)
	[シェア]	(10.7)	(14.8)	(16.4)	(17.8)	(18.5)	(19.2)	(19.2)	(23.3)	(24.5)	(24.2)	(25.2)
非化石エネルギー		3,271	4,004	4,131	3,632	3,525	3,670	4,112	2,550	1,678	1,667	1,572
	[前年度比]		(+2.4)	(+3.2)	(▲12.1)	(▲2.9)	(+4.1)	(+12.0)	(▲38.0)	(▲34.2)	(▲0.6)	(▲5.7)
	[2005年度比]	(▲18.3)	(0.0)	(+3.2)	(▲9.3)	(▲12.0)	(▲8.3)	(+2.7)	(▲36.3)	(▲58.1)	(▲58.4)	(▲60.7)
	[シェア]	(16.6)	(17.5)	(18.0)	(15.8)	(16.2)	(17.6)	(18.6)	(12.0)	(8.1)	(7.9)	(7.8)
原子力		1,884	2,662	2,646	2,306	2,237	2,398	2,465	875	137	80	0
	[前年度比]		(+7.7)	(▲0.6)	(▲12.8)	(▲3.0)	(+7.2)	(+2.8)	(▲64.5)	(▲84.3)	(▲41.6)	(▲100.0)
	[2005年度比]	(▲29.2)	(0.0)	(▲0.6)	(▲13.4)	(▲16.0)	(▲9.9)	(▲7.4)	(▲67.1)	(▲94.9)	(▲97.0)	(▲100.0)
	[シェア]	(9.6)	(11.6)	(11.6)	(10.0)	(10.3)	(11.5)	(11.1)	(4.1)	(0.7)	(0.4)	(0.0)
水力		810	668	763	647	663	659	703	715	649	671	691
	[前年度比]		(▲16.9)	(+14.3)	(▲15.2)	(+2.4)	(▲0.5)	(+6.7)	(+1.8)	(▲9.3)	(+3.4)	(+2.9)
	[2005年度比]	(+21.2)	(0.0)	(+14.3)	(▲3.1)	(▲0.8)	(▲1.3)	(+5.3)	(+7.1)	(▲2.8)	(+0.5)	(+3.4)
	[シェア]	(4.1)	(2.9)	(3.3)	(2.8)	(3.0)	(3.2)	(3.2)	(3.4)	(3.1)	(3.2)	(3.4)
再生可能・未活用エネルギー		577	674	723	679	626	613	944	960	891	916	882
	[前年度比]		(+6.0)	(+7.1)	(▲6.0)	(▲7.9)	(▲2.0)	(+54.1)	(+1.7)	(▲7.2)	(+2.7)	(▲3.7)
	[2005年度比]	(▲14.5)	(0.0)	(+7.1)	(+0.7)	(▲7.2)	(▲9.1)	(+40.0)	(+42.4)	(+32.2)	(+35.8)	(+30.7)
	[シェア]	(2.9)	(3.0)	(3.2)	(3.0)	(2.9)	(2.9)	(4.3)	(4.5)	(4.3)	(4.4)	(4.4)
自然エネルギー		256	273	278	291	279	262	401	401	402	441	466
	[前年度比]		(+17.7)	(+1.9)	(+4.6)	(▲4.3)	(▲5.9)	(+52.9)	(+0.1)	(+0.1)	(+9.8)	(+5.6)
	[2005年度比]	(▲6.1)	(0.0)	(+1.9)	(+6.7)	(+2.1)	(▲3.9)	(+47.0)	(+47.1)	(+47.2)	(+61.6)	(+70.7)
	[シェア]	(1.3)	(1.2)	(1.2)	(1.3)	(1.3)	(1.3)	(1.8)	(1.9)	(1.9)	(2.1)	(2.3)
地熱エネルギー		16	28	27	27	24	25	23	23	22	22	22
	[前年度比]		(▲4.5)	(▲4.7)	(▲1.0)	(▲10.4)	(+3.8)	(▲8.5)	(+1.7)	(▲2.5)	(▲0.5)	(▲2.5)
	[2005年度比]	(▲42.4)	(0.0)	(▲4.7)	(▲5.6)	(▲15.4)	(▲12.2)	(▲19.7)	(▲18.3)	(▲20.3)	(▲20.8)	(▲22.8)
	[シェア]	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.1)
未活用エネルギー		304	373	418	362	323	326	521	536	467	452	394
	[前年度比]		(▲0.5)	(+11.8)	(▲13.4)	(▲10.6)	(+0.9)	(+59.7)	(+2.9)	(▲12.8)	(▲3.2)	(▲12.9)
	[2005年度比]	(▲18.6)	(0.0)	(+11.8)	(▲3.2)	(▲13.4)	(▲12.7)	(+39.5)	(+43.5)	(+25.1)	(+21.1)	(+5.5)
	[シェア]	(1.5)	(1.6)	(1.8)	(1.6)	(1.5)	(1.6)	(2.4)	(2.5)	(2.2)	(2.2)	(2.0)

（注1）国内供給は、総供給から輸出供給と在庫変動を控除したもの。
（注2）自然エネルギーには、太陽光発電、太陽熱利用、バイオマス直接利用、風力発電などが含まれる。
ただし、太陽光発電及び風力発電は、1発電所の設備容量が1000kW未満の自家用発電は含まれていない。
（家庭用のものは1000kW未満なので含まれていない）
（注3）未活用エネルギーには、廃棄物発電、廃タイヤ直接利用の「廃棄物エネルギー回収」、廃棄物ガス、
再生油の「廃棄物燃料製品」、廃熱利用熱供給、産業蒸気回収、産業電力回収の「廃棄エネルギー直接利用」が含まれる。
（注4）括弧内の数値は、上段：対前年度比伸び率（%）、中段：2005年度比伸び率（%）、下段：一次エネルギー国内供給に占めるシェア（%）

表 2.1-2　再生可能・未活用エネルギーの国内供給の推移[1]

出典：資源エネルギー庁、平成 26 年度（2014 年度）におけるエネルギー需給実績（確報）

再生可能・未活用エネルギーの国内供給の推移

（単位：PJ）

年度	1990	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
再生可能・未活用エネルギー合計	577	674	723	679	626	613	944	960	891	916	882
自然エネルギー	256	273	278	291	279	262	401	401	402	441	466
太陽エネルギー	58	27	26	25	24	21	20	19	18	27	47
太陽光発電	0.01	0.01	0.05	0.07	0.10	0.13	0.19	0.52	1.38	9.89	32.15
太陽熱利用	58	27	26	25	24	21	20	19	17	17	15
風力発電	－	15	19	23	25	31	34	39	41	44	43
バイオマスエネルギー	198	231	233	244	229	210	347	343	343	370	376
バイオマス発電	－	－	－	－	－	－	115	121	128	135	135
バイオマス直接利用（除黒液廃材	5	1	1	1	2	3	4	5	5	6	6
黒液直接利用	183	212	210	217	196	173	192	181	174	191	196
廃材直接利用	10	18	22	26	32	34	35	36	35	38	40
天然温度差エネルギー	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他自然エネルギー	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地熱エネルギー	16	28	27	27	24	25	23	23	22	22	22
地熱発電	16	28	27	27	24	25	23	23	22	22	22
地熱直接利用	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
中小規模水力発電	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
未活用エネルギー	304	373	418	362	323	326	521	536	467	452	394
廃棄物エネルギー活用	1	10	13	12	12	13	60	82	82	100	102
廃棄物発電	－	－	－	－	－	－	33	32	29	31	33
廃タイヤ直接利用	－	10	13	12	12	13	14	13	13	14	15
廃プラスチック直接利用	－	－	－	－	－	－	3	9	10	23	23
RDF	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物ガス	0.4	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
再生油	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	2.4	9.0	9.6	10.5	10.3
RPF	－	－	－	－	－	－	9	18	21	21	22
廃棄エネルギー直接利用	304	363	405	349	311	313	460	454	385	352	292
廃熱利用熱供給	2	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4
産業蒸気回収	222	264	305	252	226	238	376	371	301	259	204
産業電力回収	80	95	95	93	81	71	80	79	81	89	85

（注１）太陽光発電及び風力発電並びにバイオマス発電は、事業用発電と一発電所の設備容量が 1,000kW 以上の自家用発電が計上されており、一発電所の設備容量が 1,000kW 未満の自家用発電は含まれていない。なお、バイオマス発電は、2010 年度実績から計上されている。

（注２）2010 年度実績から「廃棄物エネルギー回収」の中に「廃プラスチック」と「ＲＰＦ」が計上されているが、統計調査が開始されたのが 2011 年１月からであるため、2010 年度実績に計上されているのは 2011 年１月～3 月の３か月のみである。

2015 年 7 月に発表された長期エネルギー需給見通し[2]では、2030 年度の一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合は図 2.1-1 のように 13～14%と見込まれている。また、2030 年度の総発電電力量（10,650 億 kWh 程度）に占める再生可能エネルギーの割合は図 2.1-2 のように 22～24%程度と見込まれ、その内訳は水力 8.8～9.2%程度、太陽光 7.0%程度、風力 1.7%程度、バイオマス 3.7～4.6%程度、地熱 1.0～1.1%となっている。

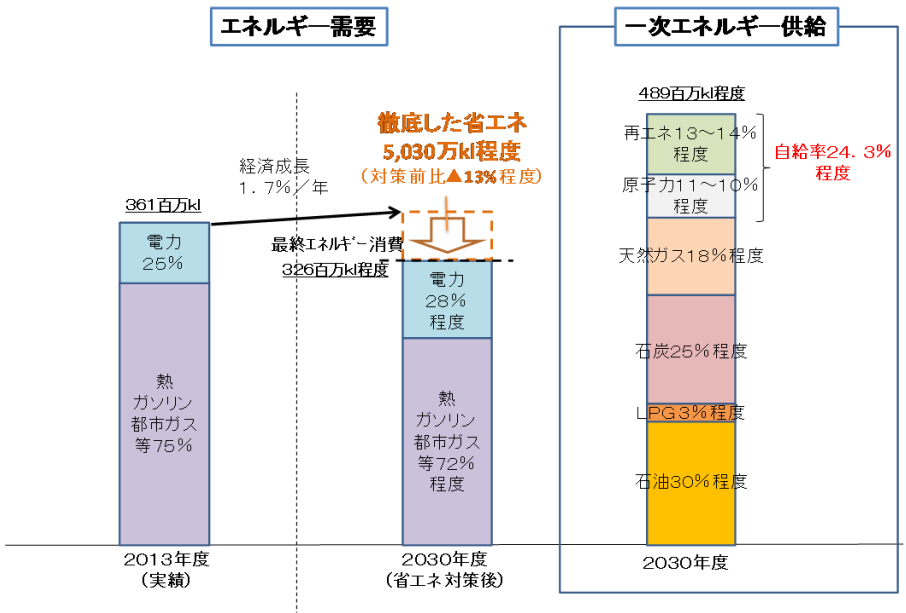


図 2.1-1　一次エネルギー供給構造の見通し[2]

出典：経済産業省、長期エネルギー需給見通し、平成 27 年 7 月

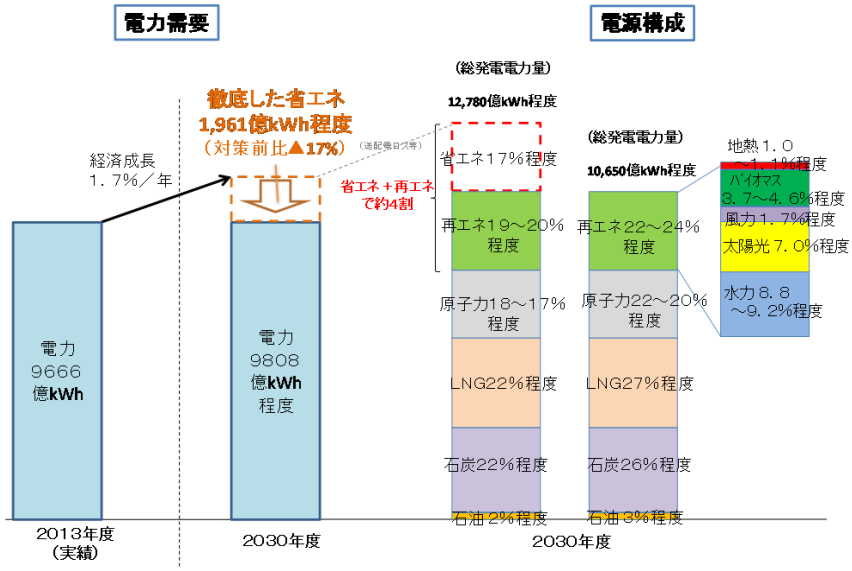


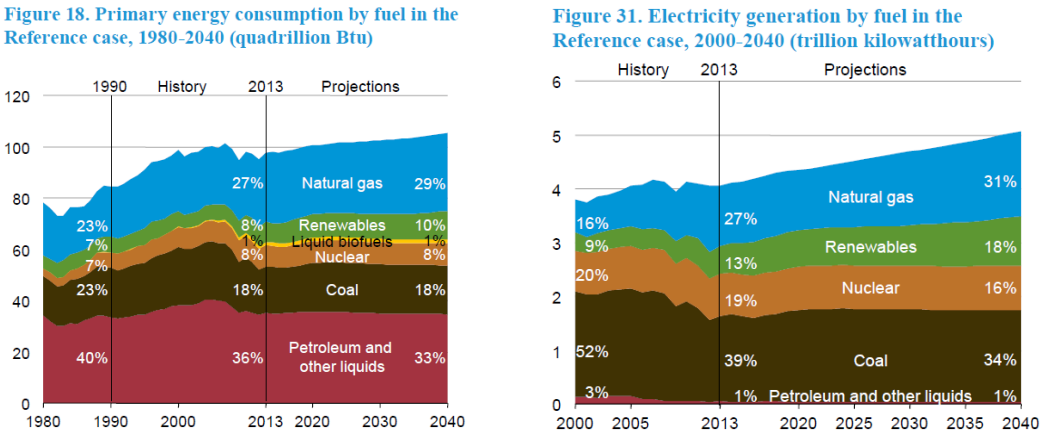
図 2.1-2　電力の需給構造の見通し[2]

出典：経済産業省、長期エネルギー需給見通し、平成 27 年 7 月

2．1．2　諸外国における総エネルギー供給中の位置付け

（1）アメリカ合衆国

米国エネルギー情報局 EIA の Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040[3]によれば、エネルギー消費全体に占めるバイオ燃料を含めた再生可能エネルギーの割合は、図 2.1-3(a)のように 2013 年実績の 9%から 2040 年には 11%に拡大すると予測されている。総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合は、図 2.1-3(b)のように 2013 年実績の 13%から 2040 年には 18%に拡大すると予測されている。これらは標準ケースの予測であって、図 2.1-4 の発電電力量のように経済の高成長・低成長、石油価格などを想定したいくつかの予測結果が示されている。



(a) エネルギー消費　　(b) 発電電力量

図 2.1-3　米国におけるエネルギー消費・発電電力量の実績と予想[3]

出典：米国 EIA、Annual Energy Outlook 2015

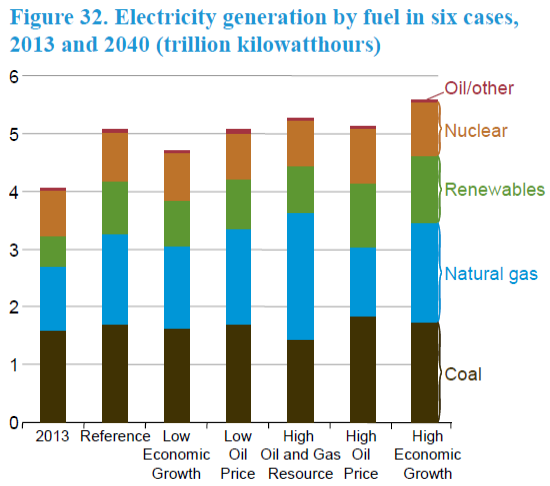
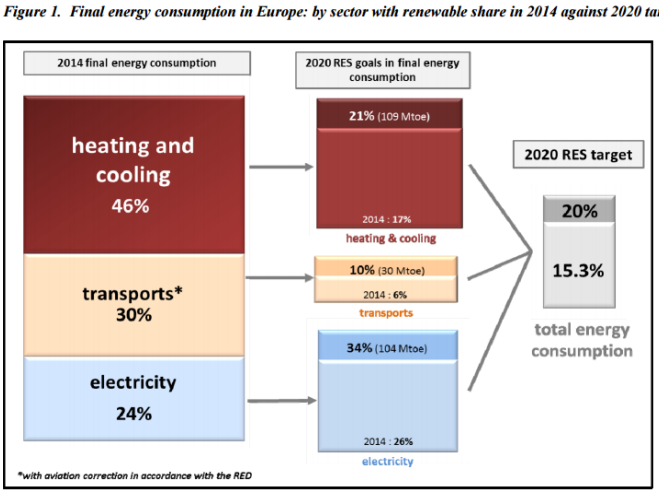


図 2.1-4 経済の高成長・低成長などを想定して予測した 2040 年米国における発電電力量[3]

出典：米国 EIA、Annual Energy Outlook 2015

（2）EU

EU は 2009 年 6 月に発行した「再生可能エネルギー利用促進指令」で、2020 年までに最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合を EU 全体で少なくとも 20%へ引き上げるとし、これを達成するため各加盟国にそれぞれの導入目標を義務付けた。2015 年 6 月の進捗報告[4]によれば、図 2.1-5 のように加熱・冷却で消費されるエネルギーの 21%を再生可能エネルギーでまかなう 2020 年目標に対して 2014 年時点で 17%を達成している。同様に、輸送に消費されるエネルギーについては 10%の目標に対して 6%、電力として消費されるエネルギーについては 34%の目標に対して 26%、全体目標 20%に対しては 15.3%を達成している。加盟各国の進捗に基づく予測では、図 2.1-6 のように大多数の国がそれぞれの 2020 年目標を達成する見込みとなっている。

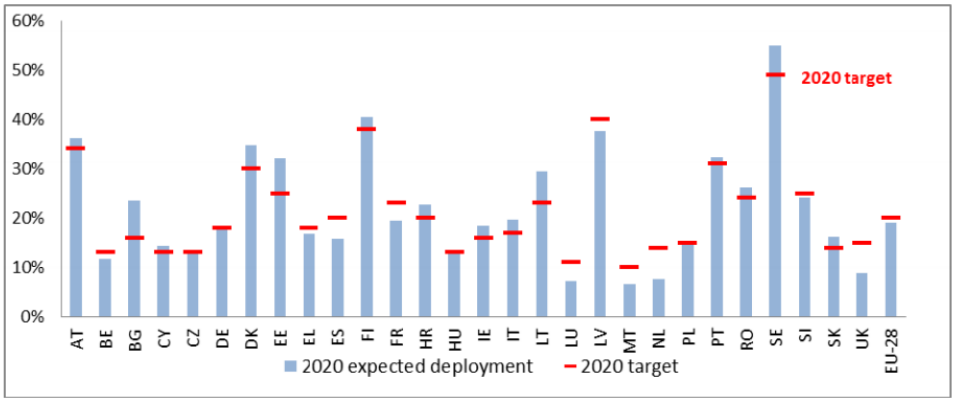


Source: European Commission, based on *Eurostat* calculation. 2014 data are model based estimates.

図 2.1-5　EU の再生可能エネルギー導入目標に対する 2014 年時点の進捗[4]

出典：European Commission, Renewable energy progress report, Brussels, 16 June 2015

Figure 2. Expected RES deployment in Member States and 2020 RES targets[20]



Source: European Commission, based on TU Wien (Green-X) projections (2014)

図 2.1-6　EU 加盟各国の再生可能エネルギー導入目標の達成予想(4)

出典：European Commission, Renewable energy progress report, Brussels, 16 June 2015

（3）オーストラリア

オーストラリアのエネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合は表 2.1-3 のように 2013-14 年時点で 5.9%である。発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合は表 2.1-4 のように 2013-14 年時点で 14.9%となっている。その内訳は、水力が 7.4%、風力が 4.1%、太陽光発電が 2.0%、バイオマスが 0.8%、バイオガスが 0.7%である。(5)

表 2.1-3　オーストラリアのエネルギー消費(5)

出典；Energy in Australia 2015

Table 1.3: Australia's primary energy consumption, by fuel type, 2013–14

	Energy consumption		Average annual growth	
	2013–14 (PJ)	Share (per cent)	2013–14 (per cent)	10 years (per cent)
Coal	1,845.6	31.7	-5.0	-2.2
Oil	2,237.8	38.4	-1.5	2.0
Gas	1,401.9	24.0	2.2	3.9
Renewables	345.7	5.9	4.0	2.4
– bioenergy	211.8	61.3	0.3	-0.3
– hydro	66.3	19.2	0.8	1.9
– wind	36.9	10.7	28.8	31.3
– solar	30.7	8.9	14.1	30.0
Total	**5,831.1**	**100**	**-1.5**	**0.9**

Source: Department of Industry and Science (2015) Australian Energy Statistics, Table A and D

表 2.1-4　オーストラリアの発電電力量[5]

出典；Energy in Australia 2015

Table 4.1: Australia's electricity generation, by fuel type, 2013–14

	2013–14		Average annual growth	
	TWh	Share (per cent)	2013–14 (per cent)	10 years (per cent)
Non-renewables	211.3	85.1	-2.4	0.2
Black coal	105.8	42.6	-5.1	-2.1
Brown coal	46.1	18.6	-3.1	-1.6
Natural gas[a]	54.4	21.9	6.5	9.6
Oil products[a]	5.0	2.0	12.3	6.5
Renewables	37.0	14.9	11.6	6.8
Biomass	1.9	0.8	21.1	-5.9
Biogas	1.6	0.7	2.1	11.9
Wind	10.3	4.1	28.8	31.3
Hydro	18.4	7.4	0.8	1.9
Solar PV	4.9	2.0	27.0	58.3
Geothermal	0.0	0.0	0.0	0.0
Total[a]	**248.3**	**100.0**	**-0.6**	**0.9**

Notes: a) Some growth in 2013–14 includes reallocation of multi fuel generation to specific fuel types

Source: Department of Industry and Science (2015) Australian Energy Statistics, Table O

オーストラリアの 2020 年における再生可能エネルギーの導入目標は発電電力量の 20%で、これを達成するための支援策として再生可能エネルギー目標制度(RET：Renewable Energy Target)がある。同制度の根拠法は、2000 年 12 月に連邦議会を通過した「再生可能エネルギー法」で、これが 2011 年に改正されて、再生可能エネルギー証書が 2 種類に分けて取引されることになった。一つが系統に接続しない「小規模再生可能エネルギースキーム」(SRES)で、もう一つが発電事業者の商用電源による「大規模再生可能エネルギー目標」(LRET)である。この改正によって 2020 年の再生可能エネルギー導入目標は、LRET の対象となる大規模商用電源により達成されることとされた。[6]

（4）中国

海外電力調査会がまとめたところによると、国家エネルギー局が 2012 年 8 月に発表した「再生可能エネルギー発展第十二次 5 カ年計画」では、一次エネルギーに占める非化石エネルギーの割合を 2015 年に 11.4%にするとして、表 2.1-5 のような開発目標を示している。[7]

2016 年 3 月に正式に決定された中華人民共和国国民経済社会発展第十三次 5 カ年計画によると、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を 2015 年の 12%から 2020 年に 15%へ引き上げることとしている[8]。

表 2.1-5　2015 年までの中国における再生可能エネルギーの開発目標(7)

出典：海外電力調査会、海外諸国の電気事業 2014

表－35　2015年までの開発目標

内容	開発規模		年間生産量		標準炭換算
	数量	単位	数量	単位	（万トン/年）
発電	39,400	万kW	12,030	億kWh	39,000
・水力（揚水含まない）	26,000	万kW	9,100	億kWh	29,580
・系統接続風力	10,000	万kW	1,900	億kWh	6,180
・太陽光発電	2,100	万kW	250	億kWh	810
・バイオマス発電	1,300	万kW	780	億kWh	2,430
うち、農林バイオマス発電	800	万kW	480	億kWh	1,500
メタンガス発電	200	万kW	120	億kWh	370
ゴミ焼却発電	300	万kW	180	億kWh	560
ガス			220	億m^3	1,750
・メタンガス利用者	5,000	万戸	215	億m^3	1,700
・工業有機廃水メタンガス	1,000	カ所	5	億m^3	50
熱、冷房供給					6,050
・太陽熱温水器	40,000	万m^2			4,550
・太陽熱ストーブ	200	万台			
・地熱利用					1,500
うち、冷暖房供給	58,000	万m^2			
給湯	120	万戸			
燃料					1,000
・バイオ成形燃料	1,000	万トン			500
・バイオエタノール	400	万トン			350
・バイオメタノール	100	万トン			150
合　計					47,800

［出所］「再生可能エネルギー発展第十二次5カ年計画」.

（5）日本と諸外国の比較

日本を含む主要国における再生可能エネルギーの導入実績と将来の目標、予測、あるいは見通しをまとめると、表 2.1-6 のようになる。

表 2.1-6　主要国における再生可能エネルギーの導入目標等

一次エネルギー消費または供給に占める割合（大規模水力含む）

	現状の割合		目標等の割合	
	(%)	年	(%)	年
日本の現状と見通し*	7.8	2014	13-14	2030
米国の現状と予測	9	2013	11	2040
EU の現状と目標	15.3	2014	20	2020
ｵｰｽﾄﾗﾘｱの現状と目標**	14.9	2013-14	20	2020
中国の現状と目標***	12	2015	15	2020

＊一次エネルギー供給に占める割合　＊＊発電電力量に占める割合　＊＊＊非化石エネルギーの割合

２．１．３　CDM と JCM による再生可能エネルギー開発

（１）CDM 制度

2005 年 2 月、先進国が 2008 年から 2012 年までの間に、温室効果ガスの排出を削減することを約束した「京都議定書」が発効し、わが国は温室効果ガスの排出量を 1990 年に比べて 6%削減する義務を負うことになった。京都議定書の遵守は、2013 年以降 2015 年夏頃までの調整期間終了時点で償却口座にあるクレジット量と約束期間中の実際の排出量を比較して行われることになった。既に１．５において触れたが、削減目標が自国だけで達成できない場合に市場メカニズムを利用して他国との国際協調により排出削減目標の達成をめざすものとして、「海外における排出削減量若しくは初期割当を自国の排出削減約束の達成に利用できる制度」－京都メカニズム－が京都議定書に記載されているが、京都議定書の発効に伴い、京都メカニズムも本格的に運用されることとなった。

京都メカニズムの一つが CDM である。具体的には、先進国と途上国が共同で温室効果ガス削減のために事業を実施し、その削減分（CER：Certified Emission Reduction）を投資国（先進国）が自国の目標達成に利用できる制度で、その概念は図２．１－７に示す通りである。

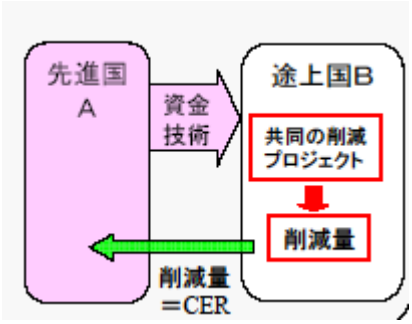


図２．１－７　ＣＤＭの概念[9]

出典：経済産業省環境経済室、京都メカニズムの本格活用について

地球温暖化現象への対応の難しさは、その主原因であるとされている CO_2 が、人類が火を使いはじめて以来の日々の営みの結果発生するものであり、その排出が加速されたのが近代文明をもたらした産業革命以降である点にあった。特に途上国において今後、人口増加と生活水準の向上が進み、図２．１－８に示すように途上国の温室効果ガス排出量が大きく増加して、2040 年には非 OECD 諸国の排出量が OECD 加盟国の二倍を上回る見通しとなっている[10]。

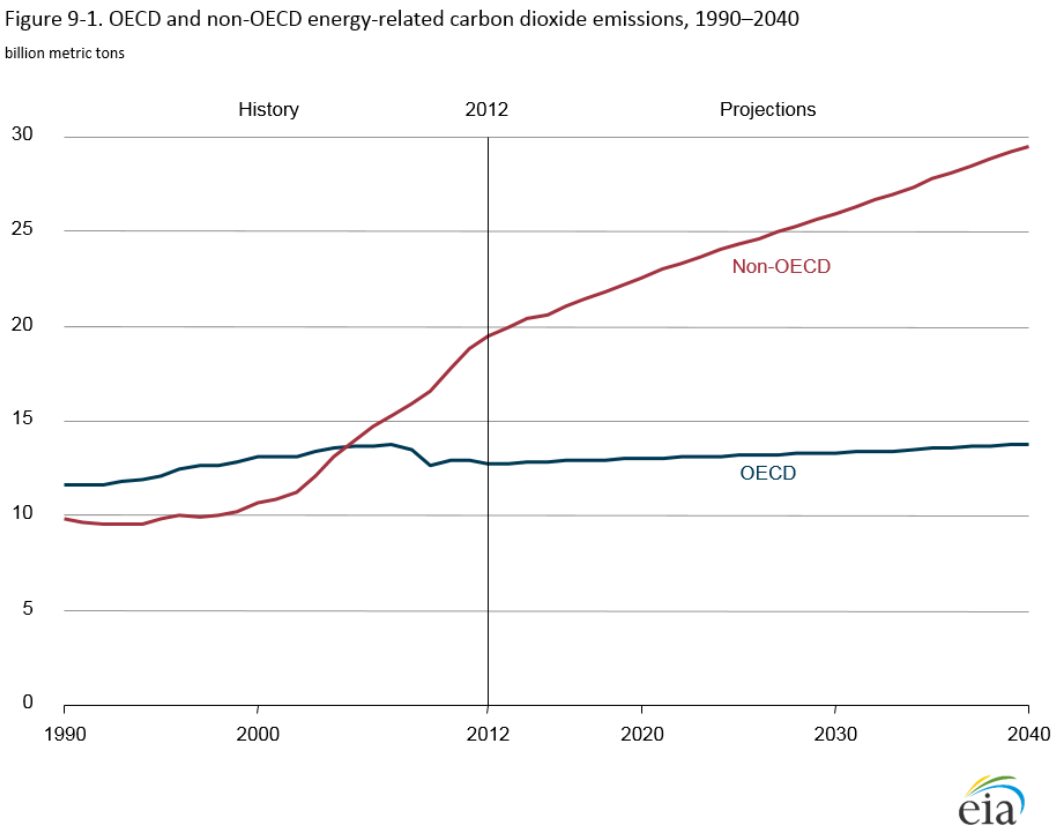


図２．１－８　エネルギー起源の二酸化炭素排出量見通し(10)
出典：EIA, INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2016
http://www.eia.gov/forecasts/ieo/emissions.cfm

したがって、地球温暖化問題の解決のためには途上国の温室効果ガス排出量をいかに抑制するかが重要であり、そのための方策として「先進国では実用化された省エネルギー技術の途上国への移転」、「先進国で実用化されつつある再生可能エネルギー技術の途上国への移転」が掲げられた。これを制度化したものがCDMである。具体的には京都議定書において以下のように定義されている。

非附属書Ⅰ国において附属書Ⅰ国が省エネプロジェクト等を実施し、当該プロジェクトから得られる温室効果ガスの追加的削減量を第三者機関が認証してクレジットを発行し、その全部又は一部を当事者間の合意によって、移転する仕組みをCDMという。

ここに、附属書Ⅰ国とは、気候変動枠組み条約の附属書Ⅰに列挙されている国であり、京都議定書附属書Ｂに掲げられた排出削減に関する数量目標を有している。わが国を含んだいわゆる先進国、旧ソ連・東欧等の移行経済諸国がこれに該当し、図2.1-9のように2014年3月6日時点で42ヶ国とEUが附属書Ⅰ国になっている。非附属書Ⅰ国とはいわゆる発展途上国であり、排出削減に関する数値目標を有していない国をいい、151ヶ国が非付属書Ⅰ国になっている(12)。

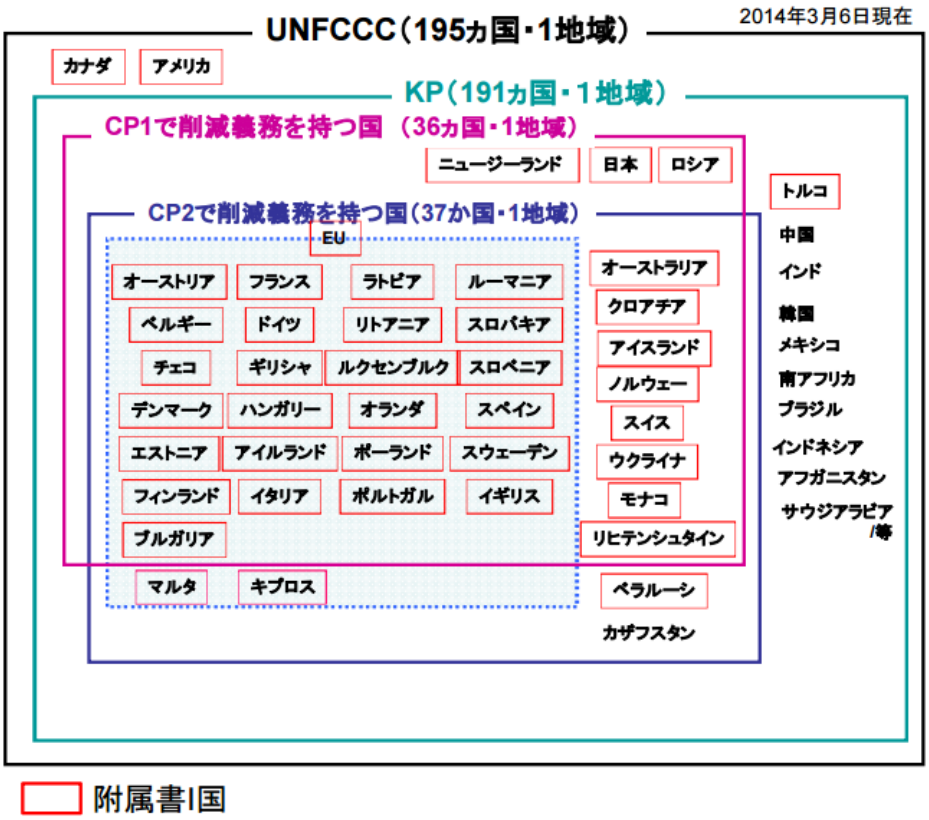


図2.1-9　気候変動枠組条約UNFCCCと京都議定書KPの締約国[12]

出典：環境省：気候変動枠組条約と京都議定書締約国

http://www.env.go.jp/earth/ondanka/mechanism/kyoto_hijun.pdf

（２）CDM プロジェクトの実現に向けた手続き

CDM プロジェクトは CER （Certified Emission Reduction）を獲得するのが目的である。本来、プロジェクトの便益は金銭的な価値で示されるものであるが、それが CO_2 原単位で示される点が CDM 事業の特徴である。金銭的な価値で示すためには、京都メカニズムの一つである ET（排出権取引）のプロセスを経る必要がある。

CDM プロジェクトの実現にあたってはプロジェクト実施前とプロジェクト実施後の２段階でそれぞれ手続きが必要となる。諸手続きにおいては、ホスト国（非附属書 I 国）と投資国（附属書 I 国）の他、京都議定書締約国会議、その下部組織である CDM 理事会、および CDM 理事会からの信任に基づき京都議定書締約国会議の指定を受けた指定運営機関の３つの組織が関与しており、そのために若干、複雑な手続きになっている。CDM プロジェクトの実現に向けた手続きは以下の通りである[11]。

【プロジェクト実施前】

a. プロジェクト計画・事前準備

CDMプロジェクトは、基本的には省エネルギー技術あるいは再生可能エネルギ

ー技術を途上国に移転するものであるが、以下の点に留意する。

○「原子力施設ではないこと」、また「政府も参加した、公的資金を伴うプロジェクトの場合、ODA資金が流用されてはならない」等の制限がある。

○「最大発電容量が15メガワット（もしくは相当分）までの再生可能エネルギープロジェクトーエネルギー供給」、「需要面でエネルギー消費量を最大年間15ギガワットアワー（もしくは相当分）削減する省エネプロジェクト」、「人為的排出量を削減するプロジェクトであって排出量が二酸化炭素換算で年間15キロトン未満のもの」については、小規模なプロジェクトとして、手続きが簡素化されている。

b. 投資国及びホスト国による承認

プロジェクト事業者は投資国とホスト国にCDMプロジェクトの承認申請を提出し、審査・承認を受けた後、承認書を運営組織に提出する。

c. 有効化

プロジェクト事業者はプロジェクト設計書を作成し、運営組織に提出する。運営組織は有効化審査を実施し、30日以内にその他締約国、NGO、マルチステークホルダー等のパブリックコメントを集約し、有効化報告書を作成する。

d. 登録

運営組織は有効化報告書をCDM理事会に登録申請し、審査を受けた後、登録を受ける。

【プロジェクト実施後】

e. モニタリング

プロジェクト実施者は、プロジェクト実施に際しモニタリングを実施し、プロジェクトから実際に温室効果ガスの追加的な排出削減が生じていることを確認する。

f. 検証

プロジェクト実施後、実施者はモニタリング報告書を作成し、運営組織に提出する。運営組織はモニタリング報告を公表すると同時に検証する。その後、プロジェクト実施者、投資国とホスト国、CDM理事会に検証報告書を通知し、内容を公表する。

g. 認証

指定運営機関が検証報告書を踏まえ、一定期間内にCDM事業が達成した追加的排出削減量(当該プロジェクトが存在していなければ発生していなかった削減量)を書面で確認することをいう。その後、指定運営機関は速やかにプロジェクト実施者、投資国とホスト国、CDM理事会に対して書面で認証報告書を通知し、その

内容が公表される。

h. CER の発行

指定運営機関がCDM理事会に認証報告書を提出することにより、CDM理事会にCERの発行が申請されたことになる。CDM理事会は報告書を受理した後、15日以内に投資国、ホスト国、CDM理事会委員のいずれかよりレビュー要請がなければ、CERを発行する。尚、レビューは詐欺や指定運営機関の能力不足による原因といった事項に限定して行われる。

i. 日本国内レジストリーへの払い込み

CDM理事会は非附属書Ⅰ国によるCERの発行、保有、移転、獲得を正確に計上することを目的としてCDM登録簿を確立し、これを維持する。尚、CDM登録簿とは標準化された電子データベースである。この中で、CDMの事務コスト、途上国の適応活動に必要な収益の配分に相当する分を差し引いた残りのクレジット（CER）がプロジェクト実施者、ホスト国、投資国の各登録簿内の口座に移転される。

（３）CDM による再生可能エネルギー開発の実績

京都メカニズム情報プラットフォーム[13]の2016年6月28日更新情報によると、国連CDM理事会登録済みのCDMプロジェクトは7,722件で、このうち日本が関係国になっているプロジェクトは588件である。この588件をセクター別にみると再生可能エネルギープロジェクトと考えられるものは445件で、その内訳は表2.1-7のように「水力発電」セクター252件、「その他の再生可能エネルギー」セクター9件、「バイオガス」セクター49件、「バイオマス利用」セクター38件、「風力発電」セクター56件、「メタン回収・利用」セクター34件、「メタン回避」セクター7件である。「その他の再生可能エネルギー」セクターは太陽光発電、地熱発電などを含むが日本が関係国となっているプロジェクトは全て太陽光発電である。「バイオガス」、「バイオマス利用」、「メタン回収・利用」の各セクターについてはエネルギー利用を行っていないと考えられる廃棄物処理等を除外した。「メタン回避」セクターは温室効果が大きいメタンの排出削減プロジェクトであるが、その中から廃棄物発電を行っているものを抽出した。

表2.1-7　日本が関係国となっている国連CDM理事会登録済み再生可能エネルギープロジェクト

出典：京都メカニズム情報プラットフォーム(13)2016年6月28日更新情報に基づいて作表

セクター ホスト国	水力発電	その他の再生可能エネルギー（太陽光発電、地熱発電など）	バイオガス **	バイオマス利用 ***	風力発電	メタン回収・利用 ****	メタン回避（廃棄物発電を抽出）
アルゼンチン					1	1	
アルメニア						1	
インド	5			2	12		
インドネシア	3		7	3		1	
ウガンダ	1						
エジプト					1		
エルサルバドル				2			
グアテマラ	1						
ガイアナ				1			
カンボジア			1	1			
ケニア	2			1			
コスタリカ	1						
コロンビア	1				1		
ジョージア						1	
シンガポール				1			1
スリランカ	2			2			
タイ			12	3		1	
チリ				2		1	
ニカラグア				1			
ネパール	1		4				
フィリピン	1	1 *	2	1	1		
ブータン	1				1		
ブラジル	11			7		2	
ベトナム	9		6				
ペルー	1						
ホンジュラス	1			1			
マレーシア	2		5	3		3	
メキシコ						1	
モンゴル	2						
韓国		2 *			3		
中国	207	6 *	12	7	36	21	6
南アフリカ						1	
合計	252	9 *	49	38	56	34	7

＊全て太陽光発電　　＊＊廃棄物処理等の 6 件を除外　＊＊＊廃棄物処理 1 件を除外

＊＊＊＊廃棄物処理等 13 件を除外

また、国連 CDM 理事会登録件数の年毎の推移は図 2.1-10 のようになっており、世界全体の件数も日本が関係国となっている件数も近年減少している。これにかわって、次に述べる JCM（Joint Crediting Mechanism）が動き出している。

なお、2016 年 1 月に環境省が京都議定書の目標達成状況などを「京都メカニズムクレジット取得事業の概要について」(14)としてまとめている。

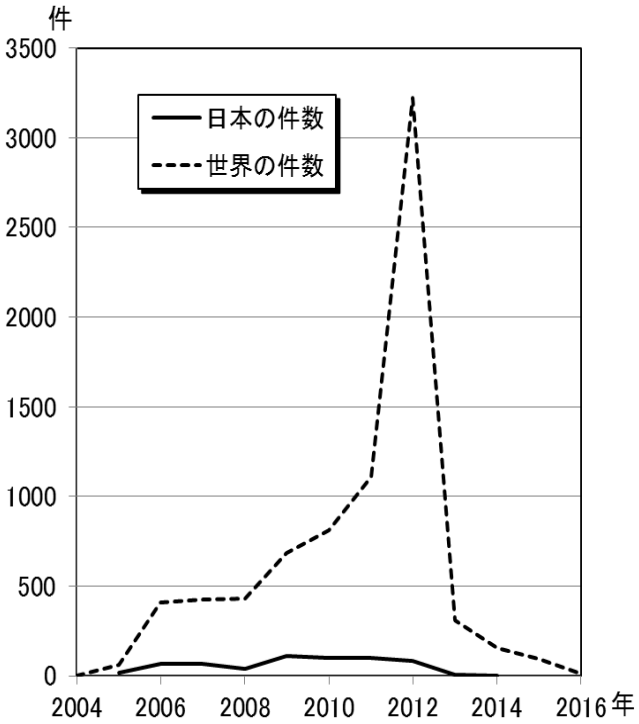


図 2.1-10　国連 CDM 理事会登録件数の推移

出典：京都メカニズム情報プラットフォーム[13]2016年6月28日更新情報に基づいて作図

（4）JCM（Joint Crediting Mechanism）による再生可能エネルギー開発

環境省の資料「JCM の最新動向　平成 26 年 1 月」[15]によれば、JCM は以下の 3 点を基本理念としている。

- 優れた低炭素技術・製品・システム・サービス・インフラの普及や緩和活動の実施を加速し、途上国の持続可能な開発に貢献。
- 日本からの温室効果ガス排出削減・吸収への貢献を、測定・報告・検証(MRV)方法論を適用し、定量的に適切に評価し、日本の排出削減目標の達成に活用。
- CDM を補完し、地球規模での温室効果ガス排出削減・吸収行動を促進することにより、国連気候変動枠組条約の究極的な目的の達成に貢献。

同資料には JCM と CDM のプロジェクトサイクルと主な特徴を比較した図 2.1-11、表 2.1-8 が示されており、CDM よりも柔軟な制度になっている JCM によって日本の国際貢献が大きく前進するものと期待される。なお、JCM 制度、JCM 実施国の状況、日本政府による支援制度などについては新メカニズム情報プラットフォーム http://www.mmechanisms.org/index.html に詳しく紹介されている。

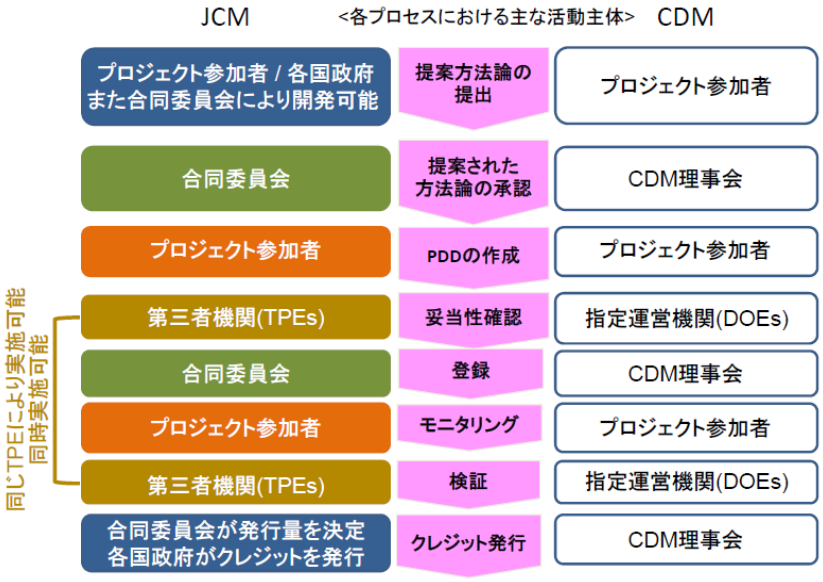


図 2.1-11　JCM と CDM のプロジェクトサイクル(15)

出典：環境省、JCM の最新動向、平成 26 年 1 月

表 2.1-8　CDM と比較した JCM の特徴(15)

出典：環境省、JCM の最新動向、平成 26 年 1 月

(ホスト国とのさらなる検討・協議により変更の可能性あり)

	JCM	CDM
ガバナンス	-“分権的”構造 (各国政府、合同委員会)	-“中央集権的”構造 (京都議定書締約国会合、CDM理事会)
対象セクター/プロジェクトの対象範囲	-より広範な対象範囲	-特定のプロジェクトは実施が困難 (例：超々臨界 石炭火力発電)
プロジェクトの妥当性確認	-DOEsに加えて、ISO14065認証機関が実施可能 -提案されたプロジェクトが、客観的に判断可能な適格性要件に合致しているかを確認	-指定運営機関(DOEs)のみ実施可能 -仮想のシナリオに対して提案された各プロジェクトとの追加性を評価
排出削減量の計算	-スプレッドシートが提供される -モニタリングを行うパラメータに制約がある場合、デフォルト値を保守的に用いる	-複数の計算式が掲載されている -パラメータの計測に関する厳格な要件
プロジェクトの検証	-プロジェクトの妥当性確認を実施した機関が検証を行うことが可能 -妥当性確認及び検証を同時に実施可能	-基本的にはプロジェクトの妥当性確認を実施した機関は、検証を実施できない -妥当性確認及び検証は別々に実施されなければならない

外務省、経済産業省、環境省の「JCM の最新動向　平成 27 年 12 月」(16)によると、2013・2014・2015 年度の環境省 JCM 資金支援事業は図 2.1-12 のように 14 か国 43 件で、そのうち 7 件は JCM プロジェクトとして登録されている。再生可能エネルギープロジェクトと考えられるものは以下のとおりである。

ベトナム　卸売市場における有機廃棄物メタン発酵およびガス利用事業

タイ　工場屋根を利用した太陽光発電システム導入プロジェクト

ミャンマー　ヤンゴン市における廃棄物発電

マレーシア　オフィスビル向け太陽光発電の導入

インドネシア　セメント工場における廃熱利用発電

無電化地域の携帯基地局への太陽光発電ハイブリッドシステムの導入

パラオ　島嶼国の商用施設への小規模太陽光発電システム

商業施設への小規模太陽光発電システム導入プロジェクトⅡ

学校への小規模太陽光発電システム導入プロジェクト

バングラディッシュ　ファスナー製造工場への

太陽光･ディーゼルハイブリッド発電システムの導入

モルディブ　校舎屋根を利用した太陽光発電システム導入プロジェクト

エチオピア　フローリング工場へのバイオマス・コジェネレーションシステムの導入

ケニア　サファリロッジ等への太陽光発電導入によるディーゼル燃料代替

メキシコ　ドモ・デ・サン・ペドロⅡにおける地熱発電

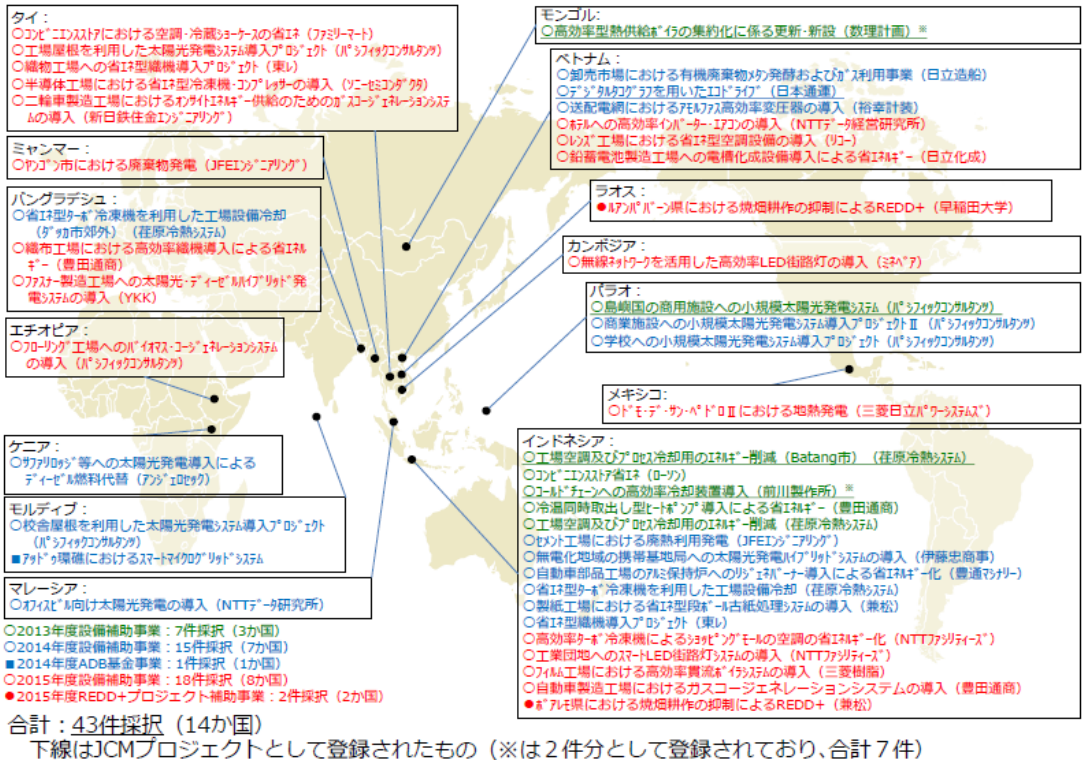


図 2.1-12　環境省 JCM 資金支援事業（2013・2014・2015 年度）(16)

出典：外務省、経済産業省、環境省、JCM の最新動向　平成 27 年 12 月

参考文献

２．１　総エネルギー供給中の位置づけ

(1) 資源エネルギー庁総合政策課：平成 26 年度（2014 年度）におけるエネルギー需給実績（確報）、平成 28 年 4 月
http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/stte_020.pdf

(2) 経済産業省：長期エネルギー需給見通し、平成 27 年 7 月
http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf

(3) U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040
http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2015).pdf

(4) European Commission, Renewable energy progress report, Brussels, 16 June 2015
http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:4f8722ce-1347-11e5-8817-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

(5) Energy in Australia 2015
http://www.industry.gov.au/Office-of-the-Chief-Economist/Publications/Documents/energy-in-aust/Energy-in-Australia-2015.pdf

(6) 海外電力調査会：海外諸国の電気事業　第 1 編　下巻　2014 年、pp.283-285

(7) 海外電力調査会：海外諸国の電気事業　第 1 編　下巻　2014 年、pp.158-163

(8) 中華人民共和国国民経済社会発展第十三次 5 カ年計画、新華ネット、2016 年 03 月 17 日
http://news.xinhuanet.com/politics/2016lh/2016-03/17/c_1118366322_2.htm

(9) 経済産業省環境経済室．京都メカニズムの本格活用について．平成 17 年 9 月．
http://www.meti.go.jp/committee/materials/downloadfiles/g51124d04j.pdf

(10) EIA, INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2016
http://www.eia.gov/forecasts/ieo/emissions.cfm

(11) 経済産業省．京都メカニズム利用ガイド Ver5.4 、平成 16 年 1 月
http://www.meti.go.jp/policy/global_environment/kyomecha/guide5.4_hajimeni.pdf

(12) 環境省：気候変動枠組条約と京都議定書締約国
http://www.env.go.jp/earth/ondanka/mechanism/kyoto_hijun.pdf

(13) 京都メカニズム情報プラットホーム
http://www.kyomecha.org/index.html

(14) 環境省地球環境局市場メカニズム室：京都メカニズムクレジット取得事業の概要について、平成 28 年 1 月
https://www.env.go.jp/earth/ondanka/mechanism/credit/mat160118.pdf

(15) 環境省、JCM の最新動向、平成 26 年 1 月
http://www.env.go.jp/earth/ondanka/mechanism/bilateral/attach/jcm-bocm_trend1401_1.pdf

(16) 外務省、経済産業省、環境省：JCM の最新動向、平成 27 年 12 月
https://www.env.go.jp/council/06earth/y060-129/mat02_9.pdf

２．２　風力発電の現状と将来見通し

２．２．１　風力発電の仕組み

風力発電は、風の力で風車を回し、その回転運動を発電機に伝えて電気を起こすものであり、風力エネルギーの約 40%を電気エネルギーに変換できる比較的効率の良い発電方式である。

風力発電システムの基本的な構造は図２．２－1 に示す通りであり、主に風車、増速機、発電機、塔、制御系から構成されている。風車は風の吹いてくる方向に向きを変え、常に風の力を最大限に受け取れる仕組みになっている。台風等の強風時には発電を停止し、風車が壊れないように可変ピッチを稼働させ、ブレードの角度を風を受け流す状態（フェザリング状態）に保つことで、強風を受けても風車ブレードが回転しないように制御が行われている。

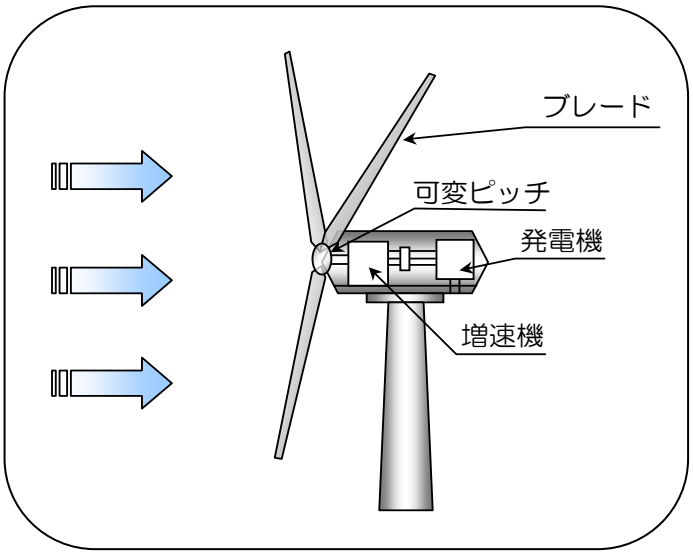


図２．２－１　風力発電システムの基本構造[1]
出典：一般財団法人新エネルギー財団、風力発電

２．２．２　技術開発の経緯[2]

第二次世界大戦後に、主に北海道や東北地方の開拓農家の間でごく小型のものが用いられた以外ほとんど利用されたことのなかった風力発電は、石油危機の到来を契機に日本でも関心が高まり、技術開発がスタートした。

風力はエネルギー密度が低いことから、事業採算性を確保するためには、風車サイズを図２．２－２のように大型化させ単機出力を増大させる必要があり、大型化に関わる技術開発が重要課題となってきた。

陸上風力については、単機出力が 3,000kW 程まで大型化しており、現在は、風況予測の高精度化、系統連系・制御システム開発、低風速風車の開発等の周辺技術へと技術開発ステージが進んでいる。

また、近年になり、先進国を中心に陸上における風力発電の適地が減少していることから、洋上風力の技術開発が活発に行われている。洋上風力は、陸上風力と比較して、設置（基礎を含む）、係留（浮体式のみ）、系統連系、運転・メンテナンスに掛かるコストが大きいと共に、世界的に水深が浅く遠浅の良好地点の開発が進み、

近年、水深が深く離岸距離の遠い海域に建設される流れにあることから、事業採算性を確保するため、更なる大型化に向けた技術開発が進められている。

洋上風力の単機出力は年々拡大しており、現在導入されているものは 4,000～5,000kW 機が主流であるが、単機出力 5,000～10,000kW 以上の超大型風力発電機の技術開発が進められている。また、各海洋条件に適した基礎構造の技術開発や、メンテナンスコスト削減を目的としたダイレクトドライブ（増速機を使用しない）風車および発電機の軽量化・大容量化を目指した超電導風力発電機の開発が進められる等、次世代ドライブトレインの開発が課題となっている。更には、深水域への設置を可能とする浮体式洋上風力の開発も進められている。

一方、我が国特有の問題として、環境条件（地形、気象）に起因した「台風（強風）」、「風の乱れ」、「落雷」による運転停止や機器の損傷といった設備被害が頻発したことから、極値風速マップおよび極値風速データベースや日本型風力発電ガイドラインの策定、発電用風力設備に関する技術基準を定める省令の改正が行われ、稼働率と安全性の向上に繋がる取組みが進められてきた。

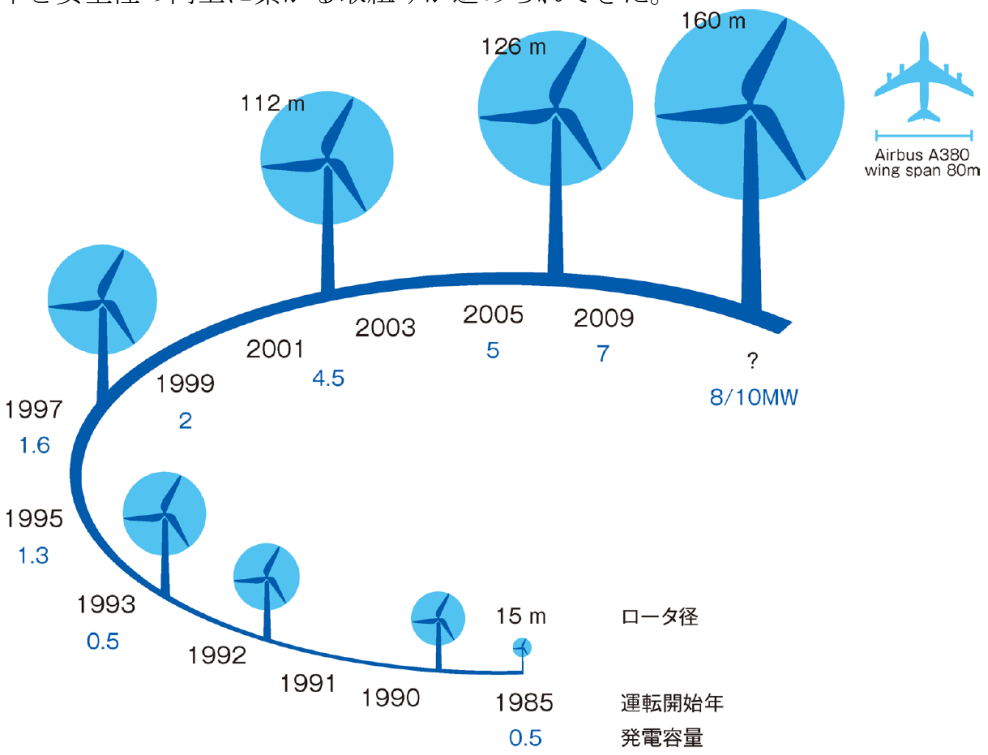


図２．２－２　世界の風車の大型化の推移[2]

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版　第 3 章風力発電、2014 年 2 月

２．２．３　風力発電開発の現状

（１）日本の風力発電開発の現状[3]

我が国における風力発電の導入は、サンシャイン計画（1974 年度～，1993 年度からはニューサンシャイン計画）や電力会社およびメーカーによる試験研究用等が主であったが、環境問題への関心の高まり、1990 年の電気事業法関連法令の改正による設置手続きの簡素化等を背景として、地方自治体等による導入も行

われるようになった。

1993 年度には NEDO が作成した全国風況マップにより、設置有望地域が多く存在する可能性が示されると共に、風況精査や風力発電の導入に関しては、1995 年度から風力発電フィールドテスト事業（2009 年度で終了）、1997 年度から地域新エネルギー等導入促進事業（2012 年度で終了）および新エネルギー等事業者支援対策事業（2012 年度で終了）がスタートした。また、1998 年の電力各社における事業用風力の余剰購入メニューの創設、2003 年の電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（RPS 制度）の施行、2012 年の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（固定価格買取制度）の施行により、長期的･安定的に事業を可能とする諸制度が整備されてきた。

一方、風力発電の導入拡大に伴い、騒音・低周波音、動植物および生態系、景観等の環境への影響の問題が注目され、2012 年には環境影響評価法の対象事業に風力発電所の設置等の事業（第 1 種事業 : 10,000kW 以上，第 2 種事業 : 7,500kW 以上 10,000kW 未満）が位置づけられることとなった。

日本の風力発電の累計導入量については、前述の諸制度が整備された効果や、事業規模・風車の大型化の影響により、1990 年度には僅か 1,000kW 程度であったものが、1990 年代後半から急激に拡大し、2015 年度には 312 万 kW となっている（図２．２－３，４，５）。一方、2011～2013 年度に導入ペースが鈍化しているが、これについては、RPS 制度から固定価格買取制度への移行期であり、2012 年度の建設費補助の廃止（地域新エネルギー等導入促進事業および新エネルギー等事業者支援対策事業の廃止）や、2012 年に導入された環境影響評価審査の長期化が主な要因と考えられている。

また、風力発電設備の導入状況を地域別に見ると、安定した風力が得られる北海道・青森県・秋田県・鹿児島県等の海岸部で導入が進んでいる（図２．２－６，７，８）。

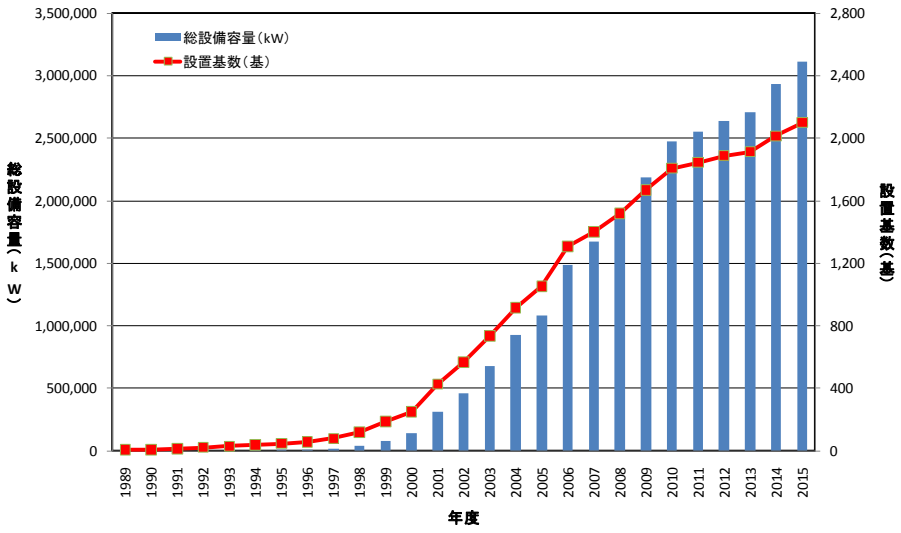


図２．２－３　日本における風力発電導入量の推移（4）

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構：日本における風力発電設備・導入実績、2016 年 8 月

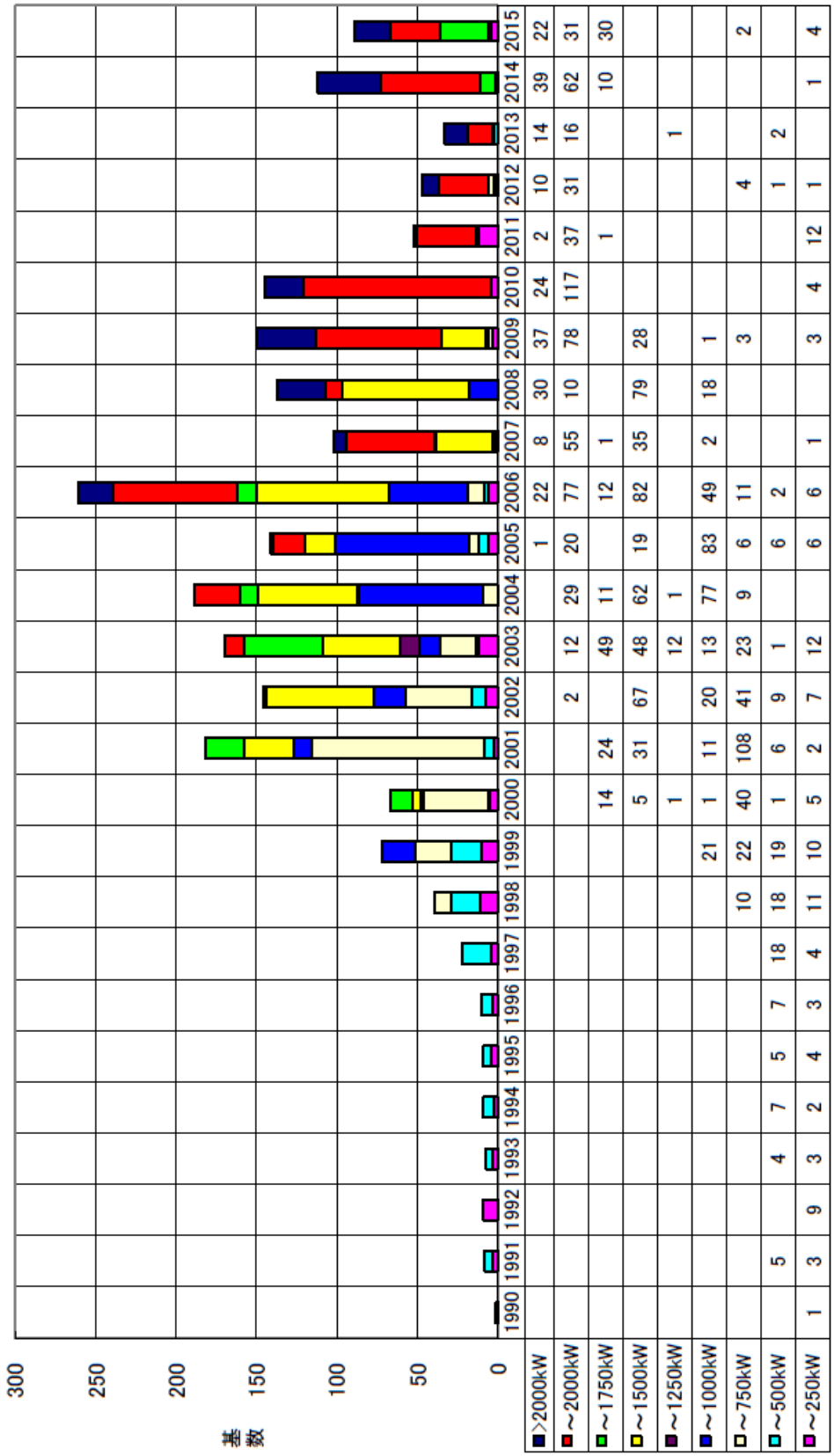


図２．２－４　日本における出力階層別導入基数の推移（4）

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構：日本における風力発電設備・導入実績、2016 年 8 月

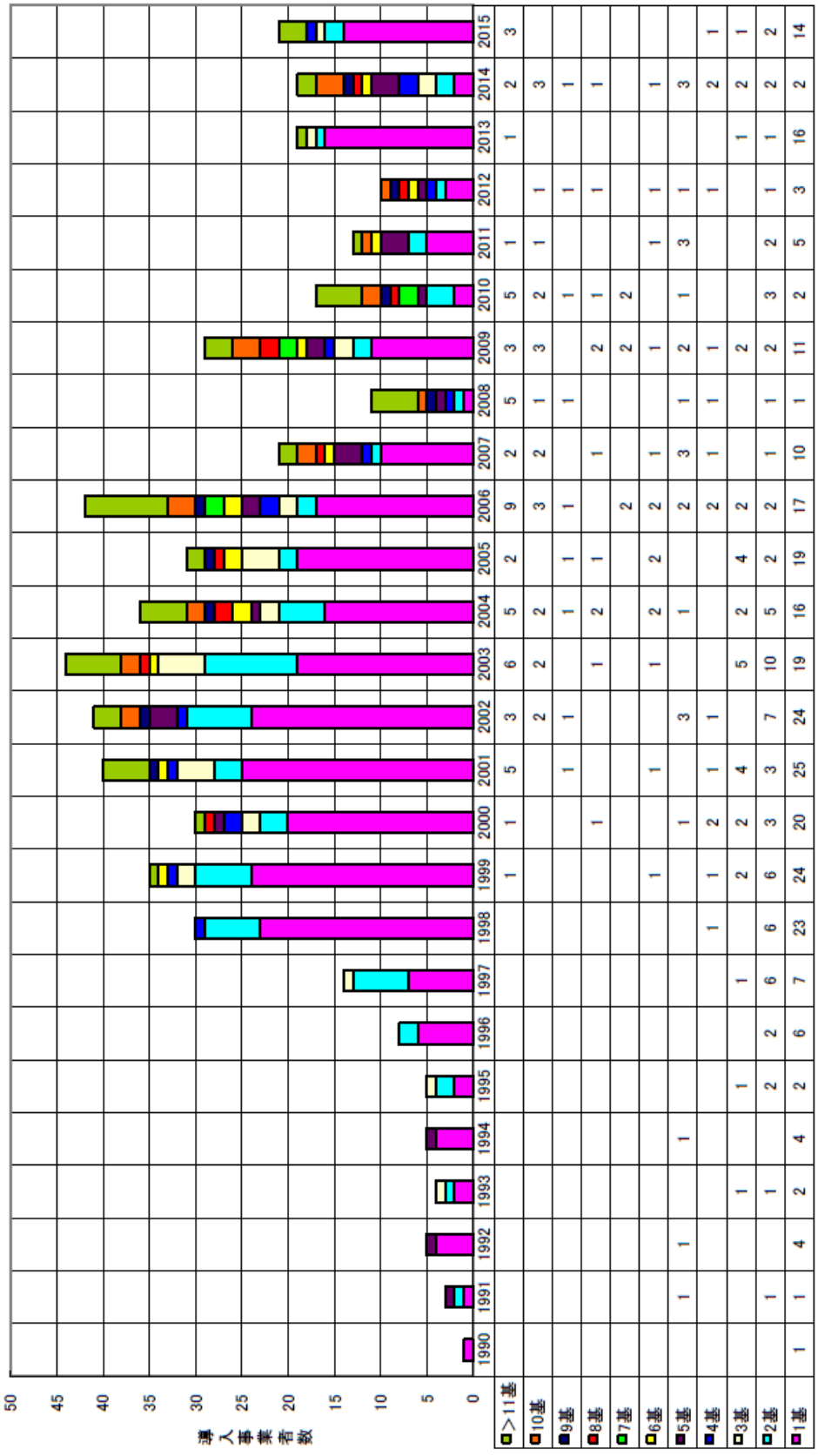


図２．２－５　日本における１事業者当たりの風車設置基数の推移[4]

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構：日本における風力発電設備・導入実績、2016 年 8 月

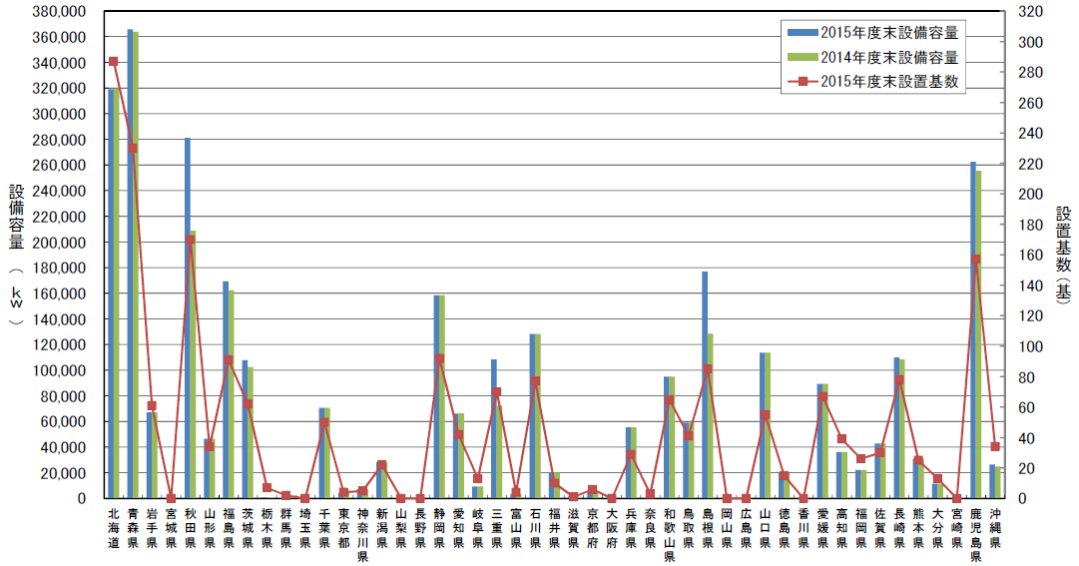


図２．２－６　都道府県別風力発電導入量[4]

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構：日本における風力発電設備・導入実績、2016 年 8 月

図２．２－７　ユーラス新出雲ウインドファーム[5]
（3,000kW×26 基，島根県出雲市）

出典：ユーラスエナジーホールディングス、国内最大の新出雲風力発電所の竣工について、2009 年 5 月

図２．２－８　上ノ国ウインドパーク（6）

（2,333kW×11 基，2,337kW×1 基，北海道上ノ国町）

出典：電源開発株式会社、上ノ国ウインドファームの運転開始について、2014 年 3 月

（２）世界の風力発電開発の現状

世界の風力発電の導入量は、現在も拡大しており、2015 年には全世界合計で、4 億 3,288 万 kW に達している（図２．２－９）。

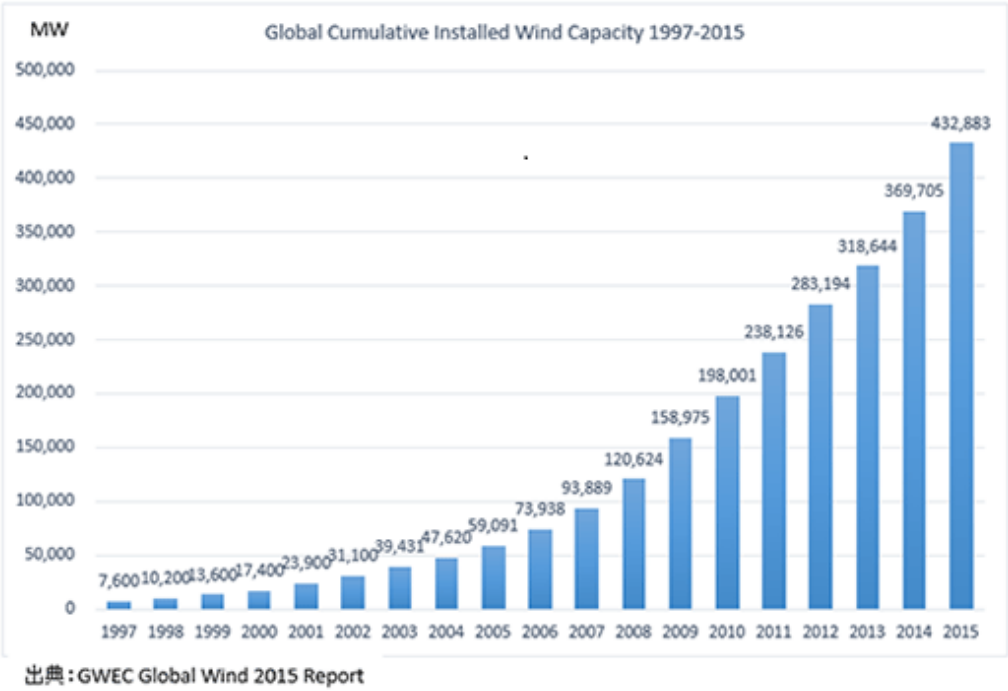


図２．２－９　世界の風力発電導入量の推移（4）

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、日本における風力発電設備・導入実績、2016 年 8 月

国別の風力発電導入量については、1 位は中国 1 億 4,536 万 kW（33.6%）、2 位はアメリカ 7,447 万 kW（17.2%）、3 位はドイツ 4,495 万 kW（10.4%）、4 位はインド 2,509 万 kW（5.8%）、5 位はスペイン 2,303 万 kW（5.3%）となっており、日本は 304 万 kW（0.7%）で 19 位である（図２．２－１０）。近年は中国、アメリカの伸長が著しく、日本はその順位を下げている。

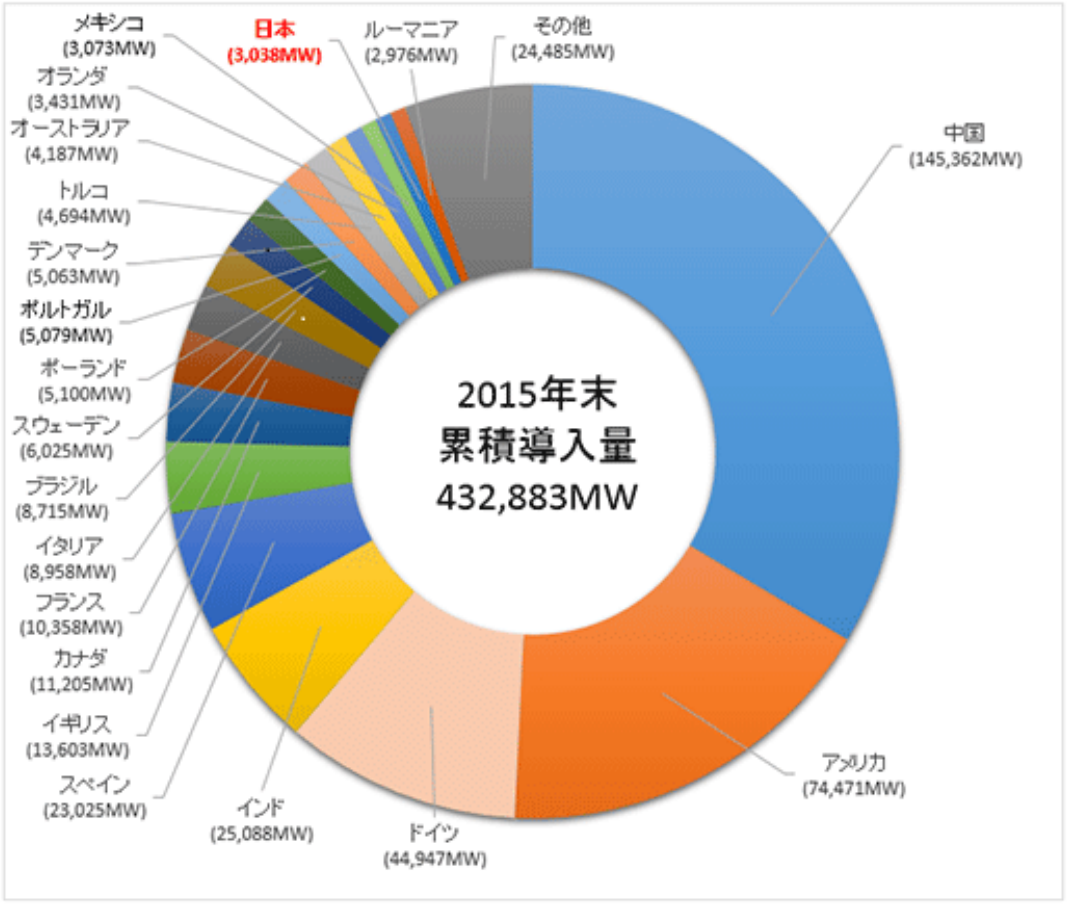


図２．２－１０　国別の風力発電導入状況［4］

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、日本における風力発電設備・導入実績、2016 年 8 月

２．２．４　風力発電の経済性[7]

風力発電の発電コスト（社会的費用を除く発電原価相当）については、長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告（2015 年）に拠ると、陸上風力が 15.6 円/kWh（基準年 2014 年）、着床式の洋上風力が 23.2 円/kWh（基準年 2020 年）と試算されており、石炭火力・LNG 火力の 9.3～12.4 円/kWh（基準年 2014 年）と比較して割高である（表２．２－１）。

また、自然変動電源（太陽光・風力）の導入拡大に際しては、系統安定化対策（火力・揚水発電に関わる調整、地域間連系線等の増強等）が不可欠であり、その費用は 4.5～5.6 円/kWh と試算されている（表２．２－２）。

なお、固定価格買取制度における 2015 年の風力発電（20kW 以上）の買取価格については、陸上風力が 22 円/kWh、洋上風力が 36 円/kWh となっている。

表２．２－１　風力発電と他電源との発電コスト比較[7]

出典：経済産業省、長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告、2015 年 5 月

電源種別	基準年度	発電コスト（円/kWh）	コスト内訳※
陸上風力	2014	15.6	資本費、運転維持費
	2030	9.8～15.6	
	2014	21.6	資本費、運転維持費、政策経費
	2030	13.6～21.5	
洋上風力（着床式）	2020	23.2	資本費、運転維持費
	2030	20.2～23.2	
	2020	34.7	資本費、運転維持費、政策経費
	2030	30.3～34.7	
原子力	2014	8.5	資本費、運転維持費、追加的安全対策費、核燃料ｻｲｸﾙ費用
	2030	8.5	
	2014	10.1～	資本費、運転維持費、追加的安全対策費、核燃料ｻｲｸﾙ費用、政策経費、事故ﾘｽｸ対策費用
	2030	10.3～	
石炭火力	2014	9.3	資本費、運転維持費、燃料費
	2030	8.9	
	2014	12.3	資本費、運転維持費、燃料費、CO_2 対策費、政策経費
	2030	12.9	
LNG 火力	2014	12.4	資本費、運転維持費、燃料費
	2030	11.6	
	2014	13.7	資本費、運転維持費、燃料費、CO_2 対策費、政策経費
	2030	13.4	

※　表中の黄色の網掛けは発電原価相当のみ、網掛け無しは発電原価相当と社会的費用の和であり、発電原価相当と社会的費用の区分については、以下の通り。

発電原価相当：資本費、運転維持費、燃料費、追加的安全対策費、核燃料リサイクル費用

社会的費用：CO_2 対策費、政策経費、事故リスク対策費用

表２．２－２　自然変動電源（太陽光・風力）の導入拡大に伴う調整費用[7]

出典：経済産業省、長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告、2015 年 5 月

自然変動電源の導入割合		再生可能ｴﾈﾙｷﾞｰ全体の導入割合 (%)	調整費用	
（kWh/年）	（%）		（億円/年）	（円/kWh）
660 億 程度	6 程度	19～21 程度	3,000 程度	4.5 程度
930 億 程度	9 程度	22～24 程度	4,700 程度	5.1 程度
1,240 億 程度	12 程度	25～27 程度	7,000 程度	5.6 程度

※　導入割合については、総発電電力量が 1 兆 650 億 kWh/年の場合

２．２．５　風力発電開発の将来見通し[2]、[8]

我が国の陸上風力の導入ポテンシャルについては､経済産業省は 2 億 9,000 万 kW、環境省は 2 億 8,000 万 kW と試算している。また、導入可能量については、固定価格買取制度の買取価格・買取期間により試算値が示されており、20 円/kWh で期間 15 年の場合は約 1 億 kW、20 円/kWh で期間 20 年の場合は 1 億 1,000 万 kW（経済産業省）～1 億 4,000 万 kW（環境省）と試算されている。

一方、洋上風力の導入ポテンシャルについては、経済産業省は 15 億 kW、環境省は 16 億 kW と試算している。導入可能量については、両者に大きな差があり、20 円/kWh で期間 15 年の場合、経済産業省は 4,500 万 kW、環境省は 17 万 kW との試算であり、20 円/kWh で期間 20 年の場合、経済産業省は 6,600 万 kW、環境省は 300 万 kW との試算である。両者の違いについては、建設コストの想定に差があることが要因である。

我が国における風力発電の導入目標については、総合資源エネルギー調査会の長期エネルギー需給見通し（2015 年）において、2030 年度までに 1,000 万 kW（陸上風力 918 万 kW、洋上風力 82 万 kW)、182 億 kWh が示されており、この目標を達成するには 45 万 kW/年の導入が必要である（2014 年度までの導入実績は 294 万 kW)。

また、世界の風力発電の 2030 年における導入見通しについては、IEA（国際エネルギー機関）が 9 億 6,000 万 kW、GWEC（世界風力エネルギー会議）が 17 億 7,800 万 kW と試算（図２．２－１１）しており、両機関ともヨーロッパが引き続き市場を牽引するのに加え、中国がヨーロッパに次ぐ大規模市場に成長するとの見方を示している。

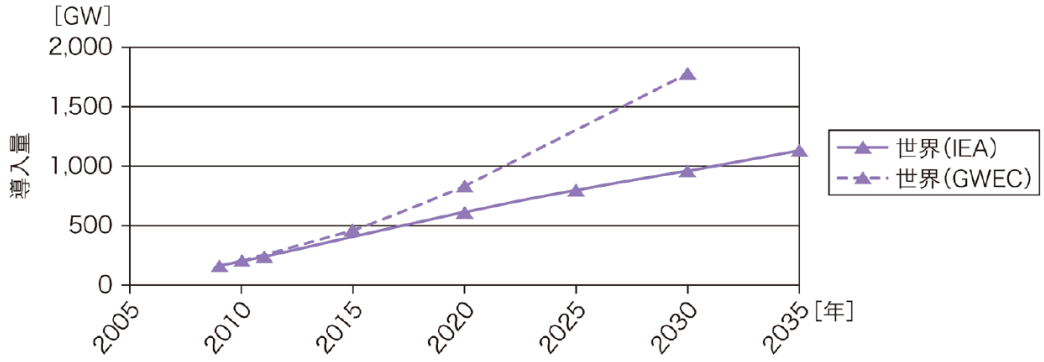


図２．２－１１　世界の風力発電導入見通し[2]

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版　第 3 章風力発電、2014 年 2 月

参考文献

２．２　風力発電の現状と将来見通し

(1) 一般財団法人新エネルギー財団：風力発電
http://www.nef.or.jp/windpower/index.html

(2) 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構：
NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版　第 3 章風力発電、2014 年 2 月
http://www.nedo.go.jp/content/100544818.pdf

(3) 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構：
風力発電導入ガイドブック（改訂第 9 版）、2008 年 2 月
http://www.nedo.go.jp/content/100079735.pdf

(4) 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構：
日本における風力発電設備・導入実績、2016 年 8 月
http://www.nedo.go.jp/library/fuuryoku/index.html

(5) ユーラスエナジーホールディングス：
国内最大の新出雲風力発電所の竣工について、2009 年 5 月
http://www.eurus-energy.com/press/index.php?pid=18

(6) 電源開発株式会社：上ノ国ウインドファームの運転開始について、2014 年 3 月
http://www.jpower.co.jp/news_release/2014/03/news140331_1.html

(7) 経済産業省：長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告、2015 年 5 月
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf

(8) 経済産業省：長期エネルギー需給見通し 関連資料、2015 年 7 月
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/pdf/report_02.pdf

２．３　太陽光発電の現状と将来見通し

太陽光発電は、地球に降り注ぐ太陽の光エネルギーを電気エネルギーに変換する発電方法であり、太陽の光を受けた太陽電池から発生した直流電流は、インバータで交流電流に変換されることにより商用電力と同様に利用することができる。

また、太陽光発電システムは、システムが単純で保守が容易であるとともに、設置する場所の広さに合わせて自由に規模を設定でき、システムの規模が大きくなると発電量も単純に比例して大きくなることから、家庭用から大規模施設まで、その施設にあったシステムの構築が可能である。

さらに、太陽光発電システムは、無尽蔵な太陽エネルギーを活用し、発電に伴う排出物等がなくクリーンなエネルギーであり、環境問題への対応の観点から非常に重要性が増すとともに、独立電源として災害時の非常用電源としても期待されている。

現状における太陽光発電の課題としては、太陽エネルギーを電気エネルギーに変換することから気象条件の影響を受けやすい不安定なエネルギーであることや電気エネルギーへの変換効率やエネルギー密度（単位面積あたりの発電量）が低いことから、大きな発電量を得るためには、広大な太陽電池の設置面積が必要となることがある。

２．３．１　導入量

図２．３－１に各国の単年導入量の推移，図２．３－２に世界の上位６ヶ国および世界（ＩＥＡ－ＰＶＰＳ参加国の合計）の累積導入量の推移を示す。世界の太陽光発電市場は、ドイツやスペインのフィードインタリフ（ＦＩＴ）制度やシステムコストの低減によって、急激に成長した。2009 年は 2008 年末の金融危機の影響を受け、スペインなどで市場が大きく縮小したが、その後の各国のＦＩＴ制度導入などもあって市場は回復し、2011 年の単年導入量は 30.4GW、2012 年は 31.1GW に達している。

日本における太陽光発電の導入推移を、図２．３－３に示す。日本は、2004 年まで累積導入量世界第１位であったが、2005 年にドイツにトップの座を明け渡した。2005 年には国による「住宅用太陽光発電導入促進事業」が終了したことを受けて市場の伸びが鈍化し、ドイツとスペインに大幅に差を付けられ、2008 年には累積導入量世界第３位に後退している。しかし、2009 年 11 月、太陽光発電設備による余剰電力を買い取る「太陽光発電による電気の新たな買取制度」が開始され、2009 年の単年導入量は前年比約２倍の 483MW と、大幅な市場回復を見せた。その内訳は、多くが住宅用であり、非住宅用システムの導入割合は１～２割程度であった。

2011 年 8 月 26 日の第 177 回通常国会において、再生可能エネルギーの全量固定価格買取制度となる「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」が成立し、2012 年 7 月から買取が開始された。太陽光発電については、表２．３－１に示す買取価格が設定され、太陽光発電をはじめとする再生可能エネルギーの導入が急速に進み始めている。太陽光については、制度開始後２年足らずの 2013 年度末までに 8.7GW もの設備が導入、稼働した。このうち、約 74%が非住宅用システムとなっており、制度開始前と大きく異なる構成を示している。これは、設備容量ベースで 10kW 以上の場合、調達期間が 20 年間にな

ったこと、発電事業を意図した中大規模設備導入が急速に拡大したことが大きな要因として挙げられる。また、住宅用システムについても、構成比としては低下したものの、導入量としては堅調に進んでいると言える。

表２．３－２に、電力会社が保有するメガソーラーを示す。

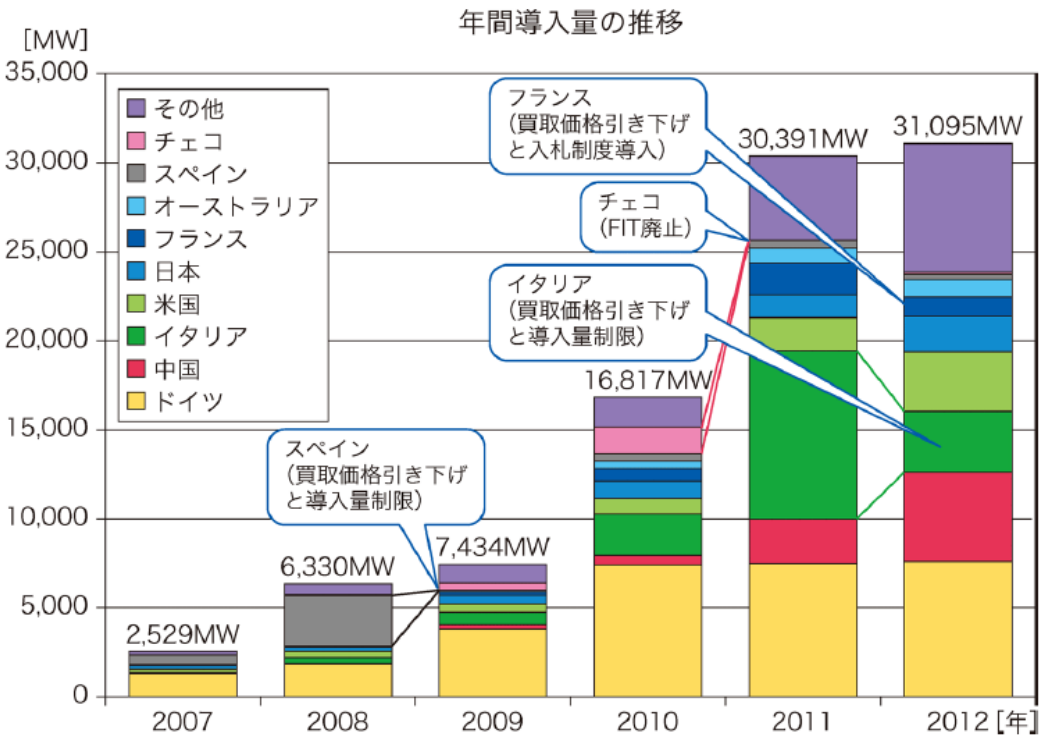


図２．３－１　世界の太陽光発電の導入量推移 (1)

出典：2006～2010 年は，Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016（2012，EPIA），
2011～2012 年は Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017（2013，EPIA）より NEDO 作成.

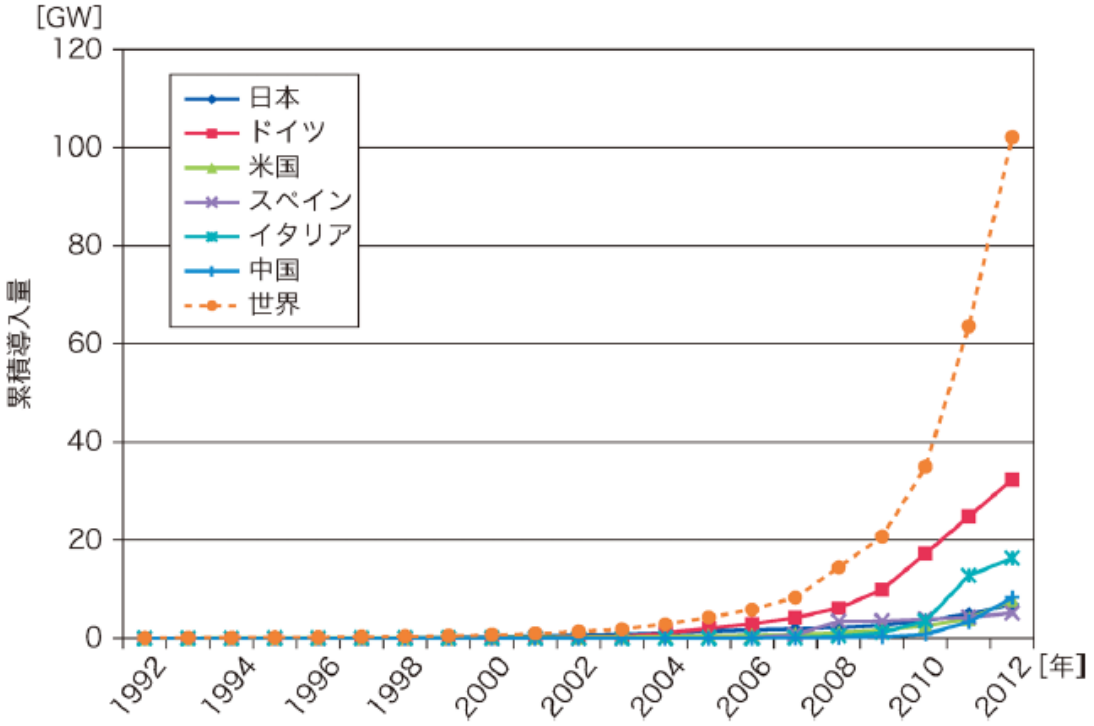


図２．３－２　主要国と世界の太陽光発電の導入推移（累積）(1)

注：世界：IEA-PVPS 参加国の累積導入量
出典：Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010,
（2011，IEA PVPS），および Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017（2013，EPIA）より
NEDO 作成

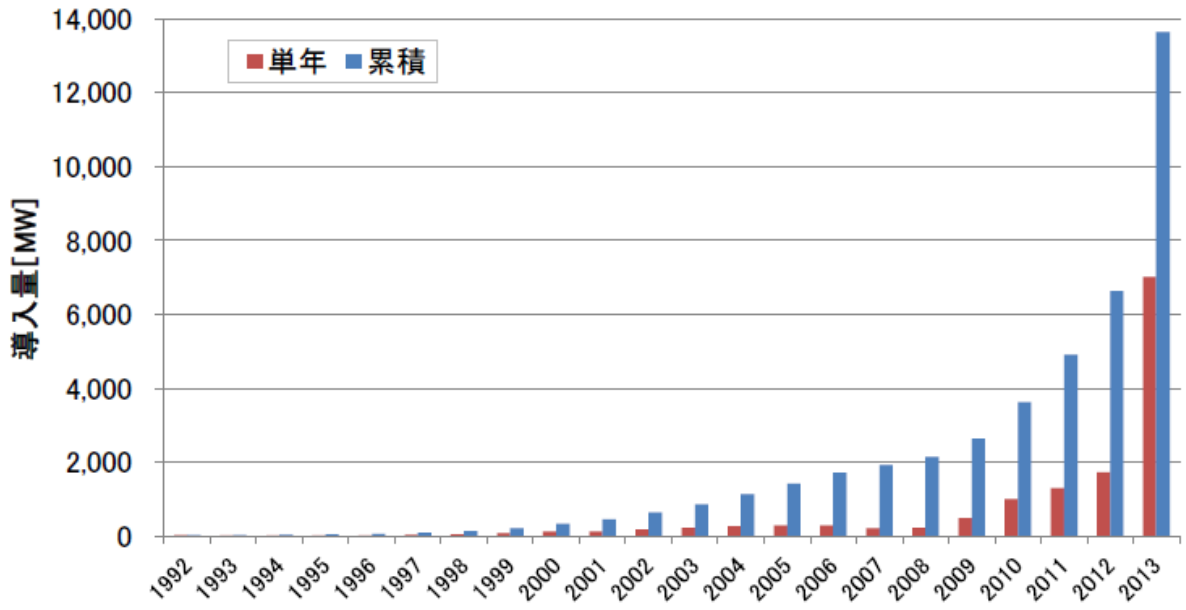


図２．３－３　日本における太陽光発電の導入推移（累積・単年）(2)

出典：IEA PVPS,Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2012(2013/11)及び PVPS Report Snapshot of Global PV 1992-2013(2014/3)をもとに NEDO 作成

表２．３－１　固定価格買取制度の買取価格と買取期間(3)

設備認定時期	１０ｋW以上	１０ｋW未満（※）	
		単独設置	自家発併設（ダブル発電）
２０１２．７～	42 円（税込）×20 年	42 円（税込）×10 年	34 円（税込）×10 年
２０１３．４～	36 円（税抜）×20 年	38 円（税込）×10 年	31 円（税込）×10 年
２０１４．４～	32 円（税抜）×20 年	37 円（税込）×10 年	30 円（税込）×10 年
２０１５．４～	29 円（税抜）×20 年	35 円（税込）×10 年	29 円（税込）×10 年
２０１５．７～	27 円（税抜）×20 年	〃	〃

※　２０１５．４～は、出力制御対応機器設置義務ありの場合

出典：資源エネルギー庁ホームページ（http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/）

表２．３－２　電力会社および電力会社の関連会社が保有するメガソーラー

保有会社	発電所名	総出力（ｋW）	所在地	運転開始日
北海道電力	伊達ｿｰﾗｰ発電所	1,000	北海道伊達市	2011.6.2
東北電力	八戸太陽光発電所	1,500	青森県八戸市	2011.12.20
	仙台太陽光発電所	2,000	宮城県宮城郡七ヶ浜町	2012.5.25
	原町太陽光発電所	1,000	福島県南相馬市	2015.1.15
東京電力	浮島太陽光発電所	7,000	神奈川県川崎市	2011.8.10
	扇島太陽光発電所	13,000	神奈川県川崎市	2011.12.19
	米倉山太陽光発電所	10,000	山梨県甲府市	2012.1.27
中部電力	ﾒｶﾞｿｰﾗｰいいだ発電所	1,000	長野県飯田市	2011.1.28
	ﾒｶﾞｿｰﾗｰたけとよ発電所	7,500	愛知県知多郡武豊町	2011.10.31
	ﾒｶﾞｿｰﾗｰしみず発電所	8,000	静岡県静岡市	2015.1.15
北陸電力	志賀太陽光発電所	1,000	石川県羽咋郡志賀町	2011.3.12
	富山太陽光発電所	1,000	富山県富山市	2011.4.20
	三国太陽光発電所	1,000	福井県坂井市	2012.9.21
	珠洲太陽光発電所	1,000	石川県珠洲市	2012.11.1
関西電力	堺太陽光発電所	10,000	大阪府堺市	2010.10.5
	グリーンフロント堺	18,000	大阪府堺市	計画中
中国電力	福山太陽光発電所	3,000	広島県福山市	2011.12.1
	宇部太陽光発電所	3,000	山口県宇部市	2014.12
四国電力	松山太陽光発電所	2,042	愛媛県松山市	1996.3.21
九州電力	ﾒｶﾞｿｰﾗｰ大牟田発電所	3,000	福岡県大牟田市	2010.11.15
合　計		95,042		

出典：各電力会社ＨＰ

２．３．２　日本における太陽光発電の導入目標

日本における太陽光発電の導入目標を図２．３－４に示す。

日本の太陽光発電導入目標は、経済産業省資源エネルギー庁が 2015 年 7 月 16 日に「長期エネルギー需給見通し」（エネルギーミックス）を発表しており，2030 年度の再生可能エネルギーの導入水準を 22～24%としている。太陽光では 7%を分担することとしており，設備容量に換算すると 6,400 万ｋＷとなる。

2012 年 7 月よりスタートした再生可能エネルギーの固定価格買取制度（ＦＩＴ）の開始に伴い、太陽光発電の導入が加速しているが、前述の長期導入目標を達成するためには、持続的な導入を実現する必要がある。

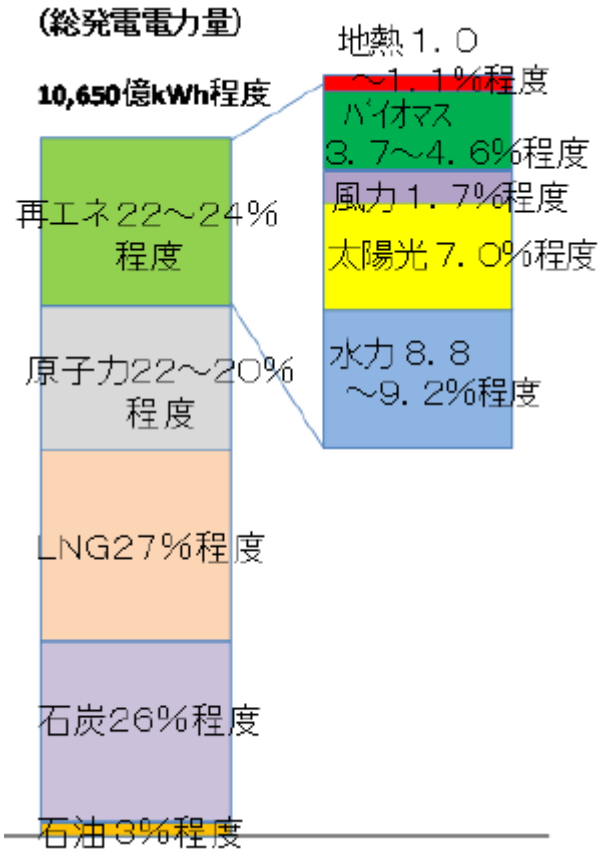


図２．３－４　２０３０年度の電源構成

出典：長期エネルギー需給見通し（平成２７年７月，経済産業省）

http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf

２．３．３　システム価格と発電コスト

（１）システム価格

主要国における太陽光発電のシステム価格を図２．３－５に示す。太陽光発電のシステム価格は、規模や太陽電池の種類，設置場所，用途などによって異なる。

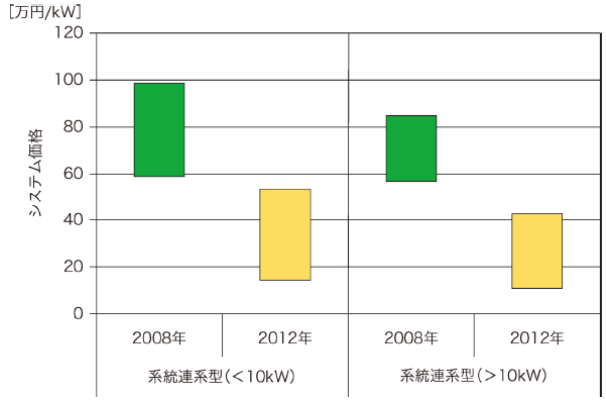


図２．３－５　主要国の太陽光システム価格（2008-2012 年）(1)

出典：独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（編）“ＮＥＤＯ再生可能エネルギー技術白書（第２版）”（2014. 2）

日本における太陽光発電システムの最新の価格水準としては、調達価格等算定委員会において報告されており、2012 年では 10kW 以下のシステムで 42.7 万円/kW、10kW 以上では 28 万円/kW の水準であると報告されている。これは、各国と比較するとやや高い水準であり、その要因としては、設置工事などに掛かるコストが高いこと、市場において平均から著しく高い価格で導入されているケースがあることが指摘されている。日本においても、固定価格買取制度などによる太陽光発電の導入拡大や競争拡大によって、太陽電池単体および付属機器の低価格化が進み、太陽光発電システム価格の低下が進みつつある。（図２．３－６参照）

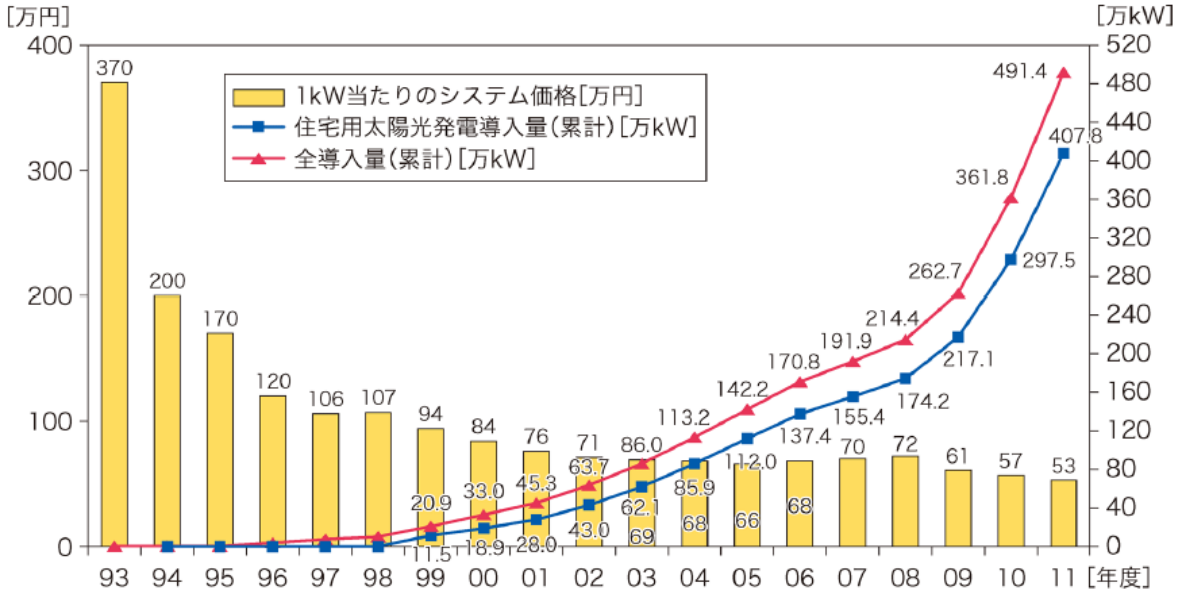


図２．３－６　太陽光発電の国内導入量とシステム価格の推移 (1)

出典：「エネルギー白書 2013」（2013，資源エネルギー庁）128p.より NEDO 作成

2011 年時点の太陽光発電の発電コストを、図２．３－７に示す。

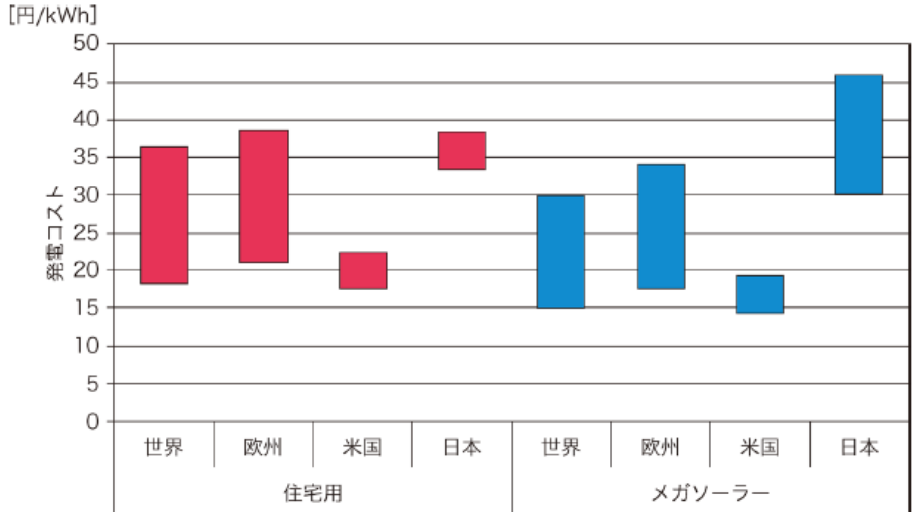


図２．３－７　世界および主要国の発電コスト（1）

出典：世界 Solar Energy Perspectives,（2011，IEA）
欧州 Solar Photovoltaics competing in the energy sector,（2011, EPIA）
米国 SunShot Vision Study,（2012，DOE）より NEDO 作成

発電コストは、日照条件や太陽電池の変換効率，耐用年数，設置に掛かる人件費などによって、各国間で幅がある。

世界の発電コストは、住宅用で 18.2 円～36.5 円/kWh、メガソーラー用が約 15.0 円～29.9 円/kWh であり、欧州および米国も同水準にある。2009 年時点では住宅用で 28.8 円～60.4 円/kWh であり、先に示したシステム価格の低下に伴い、ここ数年で大幅に発電コストの低下が進んでいる。

日本の発電コストは、導入量で約８割を占める住宅用系統連系型太陽光発電システムで 33.4 円～38.3 円/kWh、メガソーラー用が 30.1 円～45.8 円/kWh の水準にある。システム価格が欧米と比べ高いこと、日照条件がやや悪いことなどによって、欧米と比較すると高い水準にある。

２．３．３　太陽電池の生産量シェア

図２．３－８に、国・地域別の太陽電池セル生産量のシェア推移を示す。

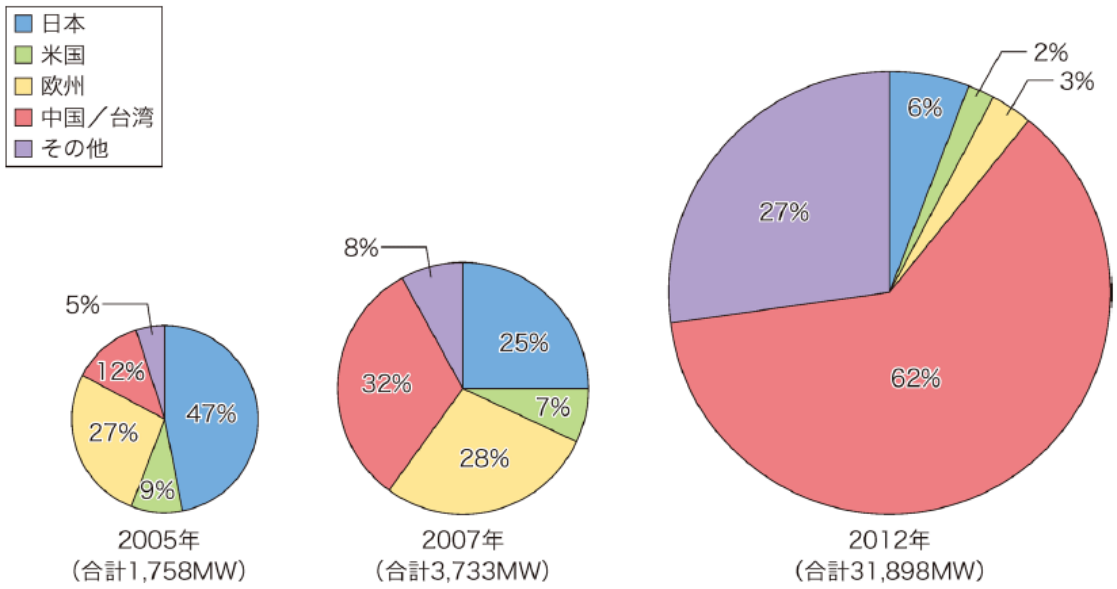


図２．３－８　太陽電池セル生産量の国・地域別シェアの推移[1]

出典：PV News Volume 29, Number 5,（2010/5 GTM Research）
および PV News Volume 30, Number 5,（2011/5 GTM Research）より NEDO 作成

太陽光発電の世界市場は、かつて日系太陽電池メーカーが大きなシェアを占めていた。しかし、2000 年代半ばから欧米勢に追い上げられるとともに、近年では競争力を持つ中国・台湾勢が大きくシェアを伸ばし、2012 年の日本の世界シェアは約 6%にまで落ち込んでいる。

日系太陽電池メーカーが世界シェアを落とした理由の一つに、当時のシリコン原料調達の難しさが挙げられる。太陽電池と半導体の世界的な需要の拡大が重なった結果、シリコン原料の価格が大きく上昇するとともに、シリコン原料の需給が逼迫した。各太陽電池メーカーはシリコンの長期購入契約による素材の長期的な安定調達に動き、シリコン原料を確保し、生産規模を拡大したメーカーがシェアを伸ばした。また、2008 年前後から、当時需要が伸びていた欧州市場を狙って、中国・台湾系太陽電池メーカーが量産投資を行う一方、日系や欧州系太陽電地メーカーなどの追随が遅れたため、世界の生産量の大半を中国・台湾系太陽電池メーカーが占める状況となった。現在、ヨーロッパ市場の需要が減退しつつあるが、中国・台湾系太陽電池メーカーは、米国・日本などの需要が伸びつつある国々への輸出を積極的に始めると同時に、中国国内での太陽光発電の設置を積極的に進めている状況となっている。

参考文献

２．３　太陽光発電の現状と将来見通し

(1)　独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（編）
“ＮＥＤＯ再生可能エネルギー技術白書（第２版）”（2014 年 2 月）
第 2 章 太陽光発電
http://www.nedo.go.jp/content/100544817.pdf

(2)　独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
“太陽光発電開発戦略”（2014 年 9 月）
http://www.nedo.go.jp/content/100575154.pdf

(3)　資源エネルギー庁ホームページ
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/

(4)　各電力会社ホームページ

２．４　地熱発電の現状と将来見通し

２．４．１　地熱発電の仕組み

地熱発電は，地表から地下深部に浸透した雨水等が地熱によって加熱され，高温の熱水として貯えられている地熱貯留層から，坑井により地上に熱水・蒸気を取り出し，タービンを回し電気を起こすシステムである。

このうち，蒸気によってタービンを回し，電気を生産する仕組みは蒸気発電方式（フラッシュ方式）と呼ばれ（図 2.4-1），発電方法の違いにより，シングルフラッシュ方式，ダブルフラッシュ方式，ドライスチーム方式に区分される。

シングルフラッシュ方式は，坑口から噴出する熱水と蒸気の混合物から気水分離器で蒸気のみを抽出してタービンを回す方式である。気水分離器で分離された熱水は，還元井と呼ばれる井戸を通して再び地下に戻される。日本の地熱発電所のほとんどがシングルフラッシュ方式である。

ダブルフラッシュ方式は，蒸気が抽出された後の熱水を減圧して再度蒸気を発生させタービンを回す方式であり，日本では八丁原発電所，森発電所などで採用されている。

ドライスチーム方式は，坑口から蒸気のみが噴出する生産井で，気水分離器が必要なく，そのままタービンを回す方式であり，日本では松川地熱発電所で採用されている。

一方，地下から取り出した蒸気・熱水の熱で，水より沸点の低いペンタン，アンモニアなどを媒体として加熱・蒸発させ，その蒸気でタービンを回す方式はバイナリー方式と呼ばれている（図 2.4-2）。バイナリー方式では，媒体はタービンを回した後，凝縮器で液化されて反復使用される。本方式によって，蒸気発電方式では利用できない低温の熱水や蒸気を活用することが可能となった。

２．４．２　発電コスト[(6)]

NEDO によれば，地熱発電の発電コストは，蒸気発電方式では 4～10 円/kWh 程度，バイナリー方式では 4～12 円/kWh 程度と試算されており，日本では 9.2～11.6 円/kWh と，世界より比較的高く試算されている（図 2.4-3）。

地熱発電の建設コストにはかなりの幅があるが，これは，生産井の深度や蒸気量，発電方式，開発地点の条件などに加え，石油や鉄，セメントなど建設資材コストの影響を受け，建設する場所や時期によって変動するためである。さらに，規制緩和で規制区域外から規制区域内の地下の熱源に向けて斜め掘りする場合や，水平方向の距離が長くなる場合など，建設コストは増加する。

２．４．３　導入量

地熱発電は地中のマグマを熱源としており，気候や天候に左右されない安定的で低廉なベースロード電源である。そのため，エネルギー自給率の低い我が国では輸入に頼らない純国産エネルギーとして位置付けられる。表 2.4-1 のとおり，我が国では現在 18 ヶ所の地熱発電所が稼働中であり（認可出力合計：約 52 万 kW），建設中の山葵沢（わさびざわ）発電所（平成 31 年 5 月運転開始予定），山川バイナリー発電所（平成 30 年 2 月運転開始予定）を含めた認可出力は合計約 56 万 kW に達する。

一方, 我が国の地熱資源量は米国, インドネシアに次ぐ世界第 3 位の 2,347 万 kW であるが，その約 8 割が自然公園内に存在しており，その多くが特別保護地区及び特別地域にある（図 2.4-4）。地熱開発は調査から運転開始までのリードタイムが長いこと，他の発電設備に比して開発コストが高いことも課題のひとつであるが，自然公園内における開発規制が障壁となり，豊富な資源量を十分に活かしきれていないのが現状である。そのため，我が国の資源量の 2%程度しか利用されておらず，設備容量では世界第 8 位に留まっている。

これまでの地熱開発の歴史を見ると，石油危機以降の原油価格高騰期には，火力発電に対するコスト競争力をある程度持っていたことから，1973 年から 1979 年にかけて全国地熱基礎調査, 地熱開発精密調査, 地熱開発基礎調査が実施された。1980 年には新エネルギー総合開発機構（現在の国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO））が設立され，それまでの調査の質を向上させた地熱開発促進調査や広域の地熱資源賦存量を把握することを目的とした全国地熱資源総合調査が行われ[6]，東北・九州地域を中心に地熱開発が進められた。

その結果，図 2.4-5 [1] に示すとおり，1991 年から 1996 年にかけて設備容量は 27 万 kW から 53 万 kW に大きく増加した。1996 年以降は設備容量に大幅な増加はなく，事業用では 1999 年に八丈島地熱発電所が運転を開始して以来，新規立地での運転開始実績がない状態が続いている。

近年，設備の寿命が近づいている地熱発電所があり，老朽化によってスケールが付着して井戸が使えなくなるケースが予想されている。近い場所に別井戸を掘り直すことで発電能力は増強できるが, 資金確保が課題となっている。実際, ここ数年, 設備容量に大きな変化はないものの，発電電力量は 1997 年をピークに減少傾向にある。[6]

一方，世界の地熱発電設備容量は 1980 年以降，順調に伸びており（図 2.4-6），2012 年には 1,122.4 万 kW に達している（図 2.4-7）。このうち，設備容量が最も大きいのは米国であり，合計 318.7 万 kW が設置されている（図 2.4-8）。次に高い設備容量を有するのはフィリピンであり, インドネシア, メキシコ, イタリアが続く。特に，インドネシア，ニュージーランド，アイスランドでは，2005 年以降，設備容量が大幅に増大しており，アイスランドでは国内の発電設備に占める地熱発電の割合が 2 割以上となった。[2]

２．４．４　開発の将来見通し

環境省の「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」[5]では，2050 年までの地熱発電の導入見込量を，表 2.4-2 s[6]のように取りまとめている。それによれば，2010 年と比較して，2050 年には約 14～15 倍（743～792 万 kW）になると想定されている。

2011 年 3 月の東日本大震災に起因する福島第一原子力発電所の事故後，エネルギー政策の見直しが行われ，2014 年 4 月に閣議決定された「エネルギー基本計画」では，再生可能エネルギーの導入を加速するための取り組みが打ち出された。地熱発電についても，安定的に発電を行うことが可能なベースロード電源と位置付けられ，普及に向けた取り組みを強化し，発電所の周辺地域と共生しながら持続可能な開発を進める方針が打ち出されている。[4]

一方，エネルギー白書によれば，地熱発電の導入にあたっては，温泉事業者をはじめとする地域の方々の理解を得る努力が必要，開発から発電所の稼働に至るまでに 10 年を超える期間を要するといった課題が存在しており，こうした課題を解決するため，経済産業省では「地熱開発理解促進関連事業」への支援を行っている。これは地熱の有効利用等を通じ，地域住民への地熱開発に対する理解を促進することで，地域との共生を図り，地熱資源の開発を促進することを目的とするものである。具体的には，地熱発電に関する正しい知識や地熱開発を推進することで得られる地域的メリットに対する地域住民の理解を促進するための支援事業を実施しており，例えば，地熱に関する勉強会や地熱発電所の見学，地熱発電後の熱水活用といった地熱のメリットを活かした事業による理解促進事業等を対象としている。平成 27 年度は全国で 48 件が支援事業として採択された。

また，開発期間の短縮のため，通常は 3，4 年程度かかるとされる環境アセスメントの手続き期間を半減させることを目標に，国の審査期間を短縮するとともに，2014 年度から，実地での環境影響調査を前倒しで進める場合の課題の特定・解決を図るための実証事業を実施している。2012 年 7 月に開始された固定価格買取制度による支援もあり，地熱発電の開発機運が高まっており，地熱資源量の調査が 23 件（2014 年度）行われているほか（図 2.4-9），温泉井などを活用した小規模地熱発電（バイナリー発電）についても，全国の温泉地などで開発の計画が複数進行している。[2]

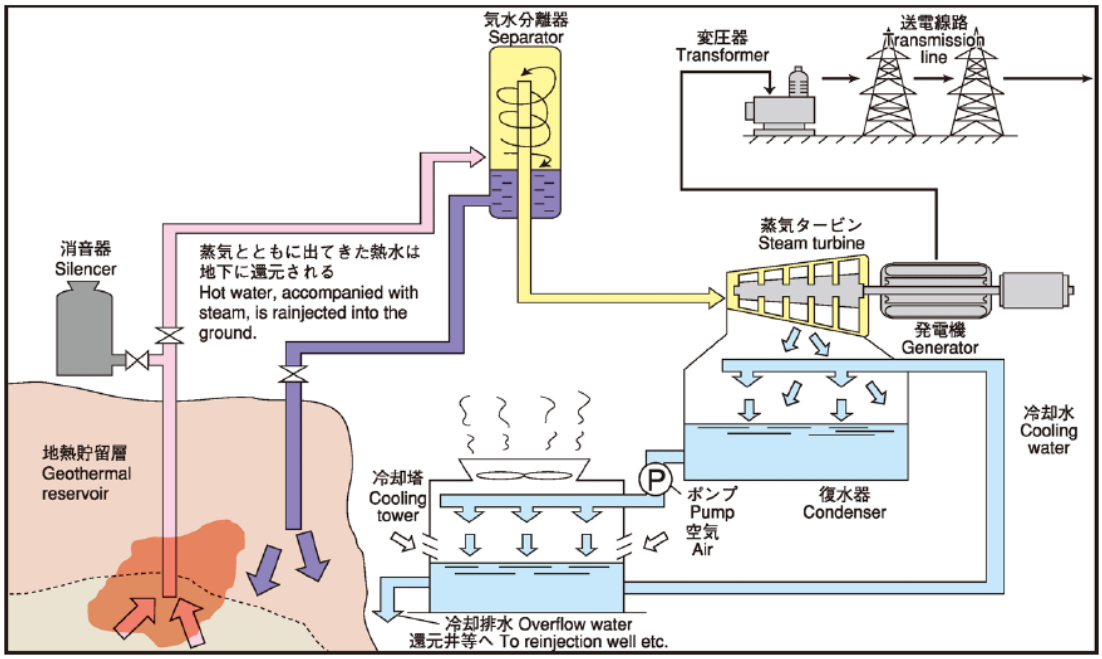


図 2.4-1　地熱発電の概念図（シングルフラッシュ方式）(6)

出典：NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版，平成 26 年 2 月

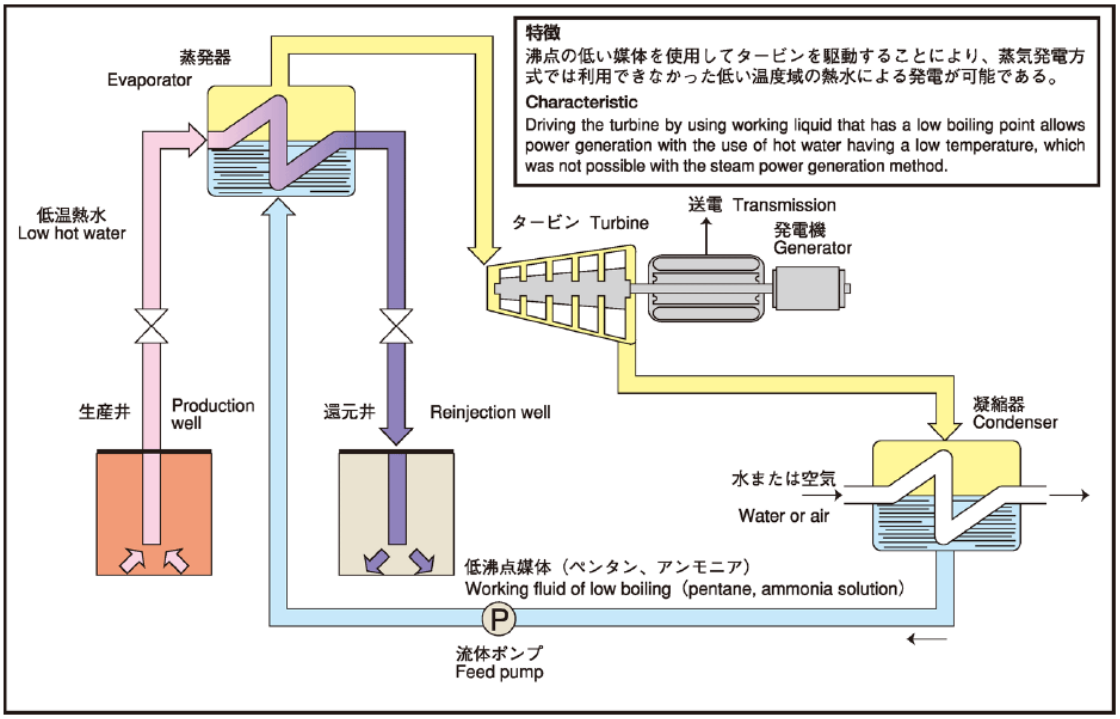


図 2.4-2　地熱発電の概念図（バイナリー方式）(6)

出典：NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版，平成 26 年 2 月

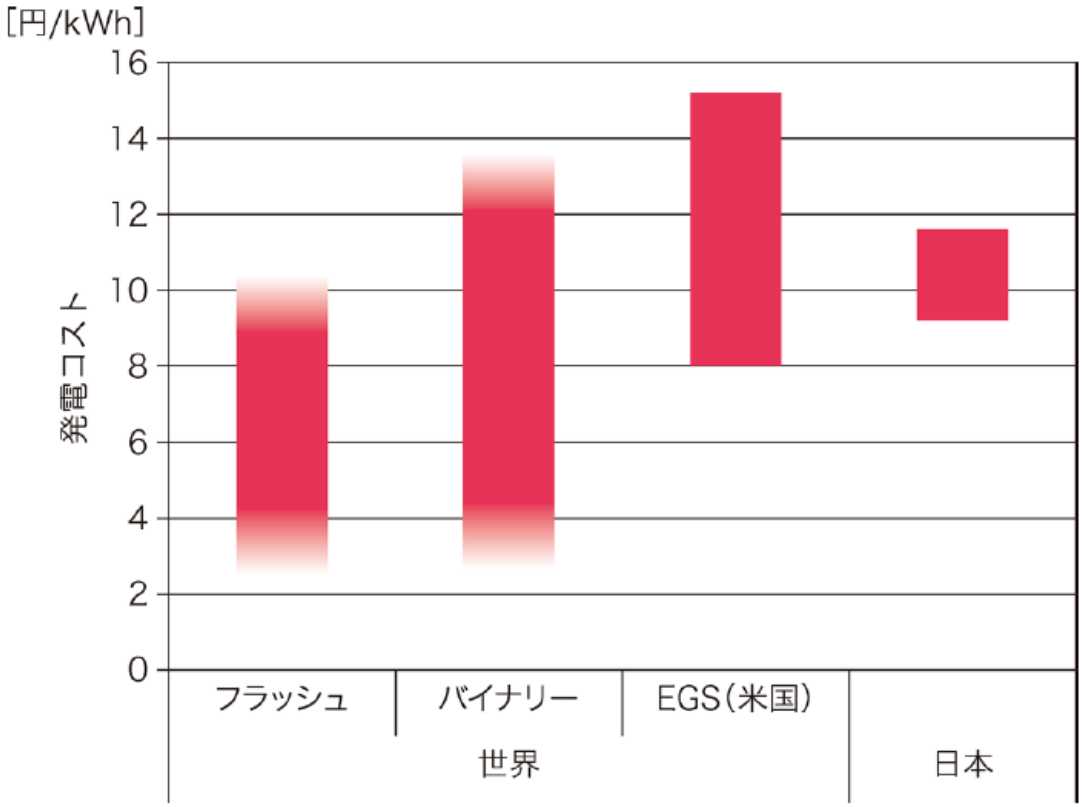


図 2.4-3　地熱発電の現状の発電コスト試算例(6)

出典：NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版，平成 26 年 2 月

表 2.4-1　我が国の地熱発電所一覧表
出典：JOGMEC，日本の地熱発[3]電国立国会図書館，地熱発電の現状と課題[4]に運開予定の２件を加筆

発電所名	所在地	発電部門 蒸気供給部門	許可出力 (kW)	発電方式	運転開始	自然公園との関係
森	北海道森町	北海道電力㈱	25,000	DF	S57.11	－
澄川	秋田県鹿角市	東北電力㈱ 三菱ﾏﾃﾘｱﾙ㈱	50,000	SF	H7.3	十和田八幡平国立公園内の地下部へ傾斜掘削
松川	岩手県八幡平市	東北自然ｴﾈﾙｷﾞｰ㈱	23,500	DS	S41.10	十和田八幡平国立公園内
葛根田	岩手県雫石町	東北電力㈱ 東北自然ｴﾈﾙｷﾞｰ㈱	50,000 30,000	SF SF	S53.5 H8.3	十和田八幡平国立公園内
上の岱	秋田県湯沢市	東北電力㈱ 東北自然ｴﾈﾙｷﾞｰ㈱	28,800	SF	H6.3	栗駒国定公園内
山葵沢	秋田県湯沢市	湯沢地熱（株）	42,000	DF	H31.5 （予定）	栗駒国定公園内
鬼首	宮城県大崎市	電源開発㈱	15,000	SF	S50.3	栗駒国定公園内
柳津西山	福島県柳津町	東北電力㈱ 奥会津地熱㈱	65,000	SF	H7.5	只見柳津県立自然公園内
八丈島	東京都八丈町	東京電力㈱	3,300	SF	H11.3	富士箱根伊豆国立公園内
大岳	大分県九重町	九州電力㈱	12,500	SF	S42.8	阿蘇くじゅう国立公園内
八丁原	大分県九重町	九州電力㈱	55,000 55,000 2,000	DF DF B	S52.6 H2.6 H18.4	阿蘇くじゅう国立公園内
滝上	大分県九重町	九州電力㈱ 出光大分地熱㈱	27,500	SF	H8.11	－
菅原	大分県九重町	九電みらいｴﾅｼﾞｰ㈱	5,000	B	H27.6	－
大霧	鹿児島県霧島市	九州電力㈱ 日鉄鉱業㈱	30,000	SF	H8.3	霧島錦江湾国立公園内
山川	鹿児島県指宿市	九州電力㈱	25,960 4,990	SF B	H7.3 H30.2 （予定）	－
事業用計			550,550			
大沼	秋田県鹿角市	三菱ﾏﾃﾘｱﾙ㈱	9,500	SF	S49.6	十和田八幡平国立公園内
杉乃井	大分県別府市	㈱杉乃井ﾎﾃﾙ	1,900	SF	H18.4	－
九重	大分県九重町	㈱まきのとｺｰﾎﾟﾚｰｼｮﾝ	990	SF	H12.12	阿蘇くじゅう国立公園内
霧島国際ホテル	鹿児島県霧島市	大和紡観光㈱	100	SF	H22.11	霧島錦江湾国立公園内
自家用計			12,490			
合計			563,040			

※発電方式　DS：ドライスチーム，　SF：シングルフラッシュ，　DF：ダブルフラッシュ，B：バイナリー

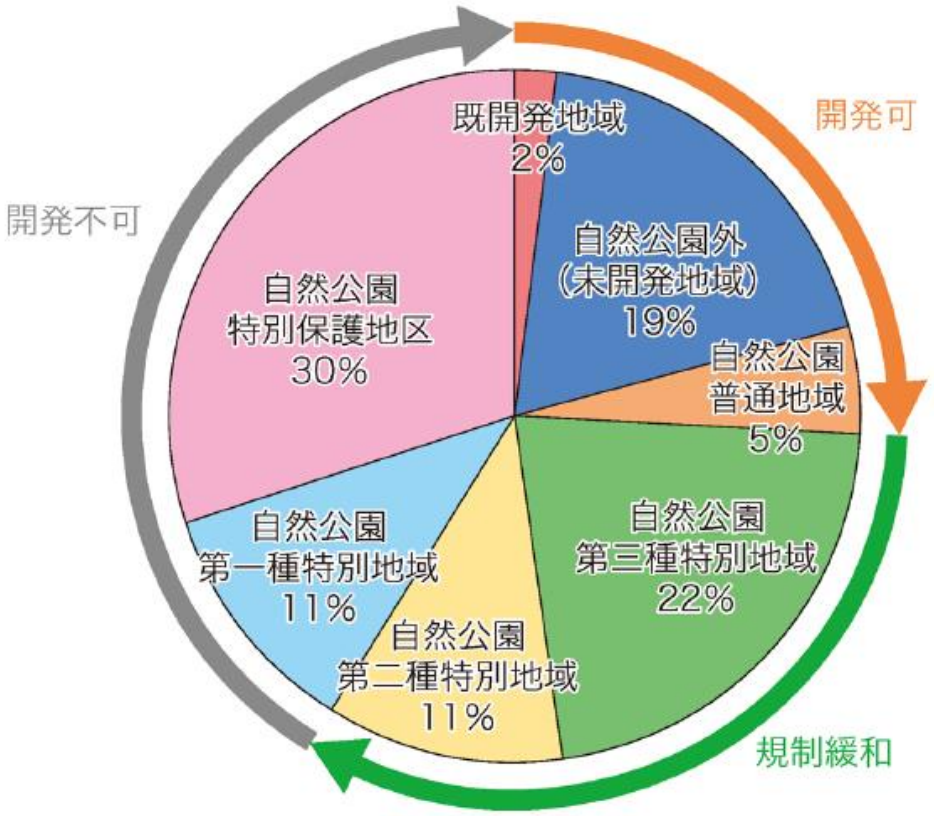


図 2.4-4　我が国の地熱資源量分布[6]
出典：NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版，平成 26 年 2 月

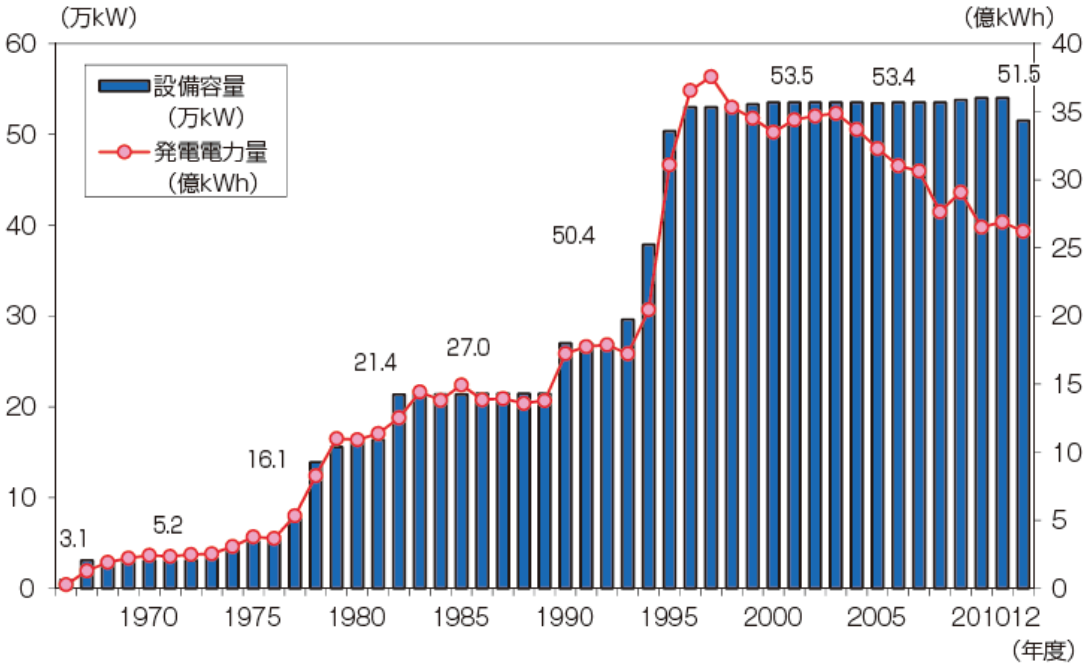


図 2.4-5　我が国の地熱発電設備容量及び発電電力量[1]
出典：資源エネルギー庁，エネルギー白書 2014，平成 26 年

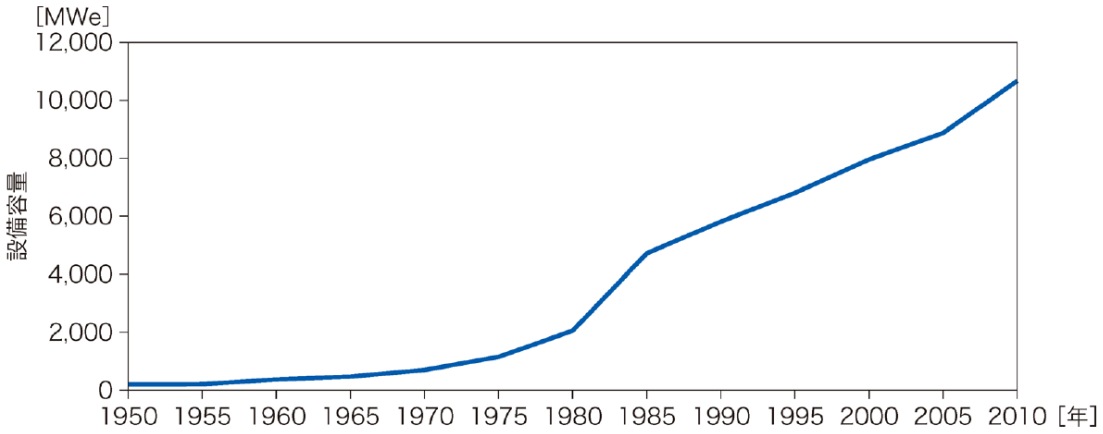


図 2.4-6　世界の地熱発電設備容量推移[6]
出典：NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版，平成 26 年 2 月

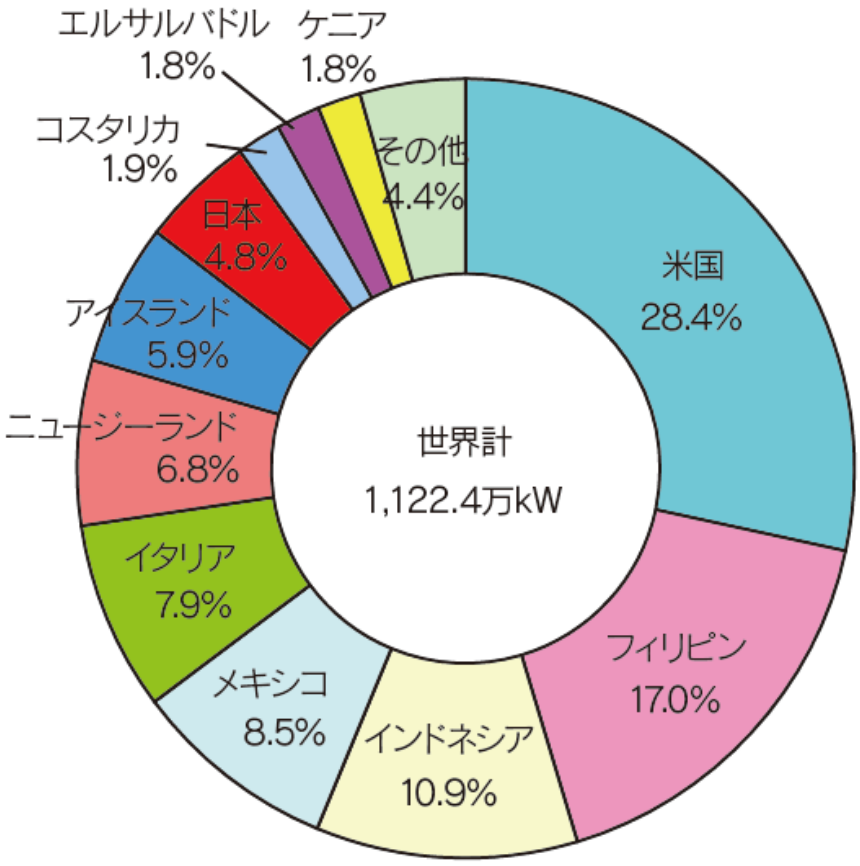


図 2.4-7　世界の地熱発電導入量比較（2012 年）[2]
出典：資源エネルギー庁，エネルギー白書 2015，平成 27 年

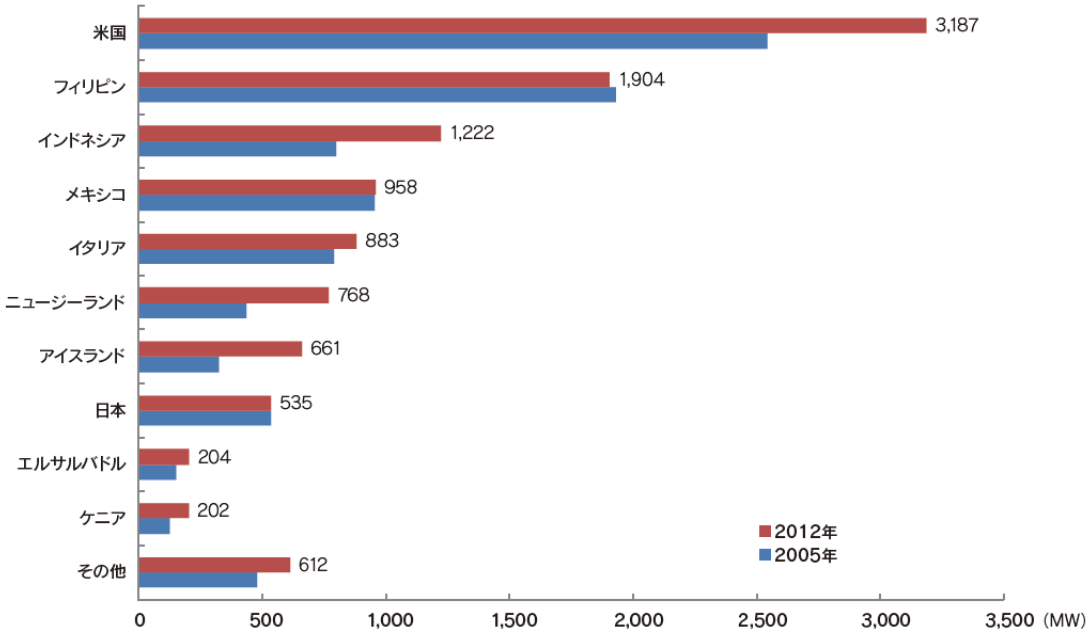


図 2.4-8　世界の地熱発電設備（2012 年）[2]
出典：資源エネルギー庁，エネルギー白書 2015，平成 27 年

表 2.4-2　日本における地熱発電の導入見込量[6]
出典：NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版，平成 26 年 2 月

2010 年 [万 kW]	地熱発電の導入見込量[万 kW]										
	2020 年				2030 年				2050 年		
	低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位
53	80	80	80	107	199	208	221	312	743	757	792

注：低位ケース　東日本大震災以前に，2020 年の見通しとして資源エネルギー庁が示している固定価格買取制度案に基づく支援方策により増加が見込まれる普及量を設定し，それ以降は同様のペースで導入が進むものと想定した．
中位ケース　低位ケースと高位ケースの中間値程度の普及を想定した．
高位ケース　2050 年時点で環境省ポテンシャル調査にある導入ポテンシャル（エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量）を最大限顕在化させることを目指して，施策を最大限強化する場合を想定した．
エネ環　革新的エネルギー・環境戦略（エネルギー・環境会議，2012）に記載されている値．
出典：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（2013，環境省）より NEDO 作成

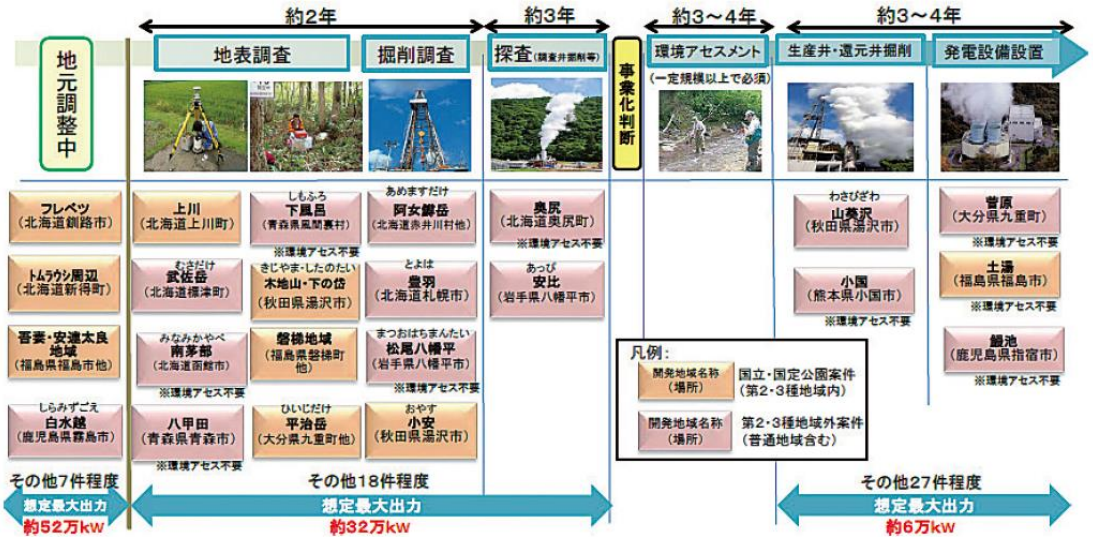


図 2.4-9　地熱発電開発の進捗状況[2]
出典：資源エネルギー庁，エネルギー白書 2015

参考文献

2.4　地熱発電の現状と将来見通し

（1）資源エネルギー庁：エネルギー白書 2014，平成 26 年
http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2014pdf/

（2）資源エネルギー庁：エネルギー白書 2015，平成 27 年
http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2015pdf/

（3）独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構：日本の地熱発電
http://geothermal.jogmec.go.jp/information/geothermal/japan.html

（4）国立国会図書館の許諾済み：「地熱発電の現状と課題（執筆者：近藤かおり）」『調査と情報－ISSUE BRIEF－』837 号，2015，1.6，p.5，表 2
http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_8842539_po_0837.pdf?contentNo=1

（5）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に向けた提言，平成 25 年 1 月
http://www.env.go.jp/earth/report/h25-01/full.pdf

（6）国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構：NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版，平成 26 年 2 月
http://www.nedo.go.jp/library/ne_hakusyo_index.html

２．５　水力発電の現状と将来見通し

２．５．１　水力発電の仕組み

水力発電の仕組みは、川から水を取り入れ、水が高いところから流れ落ちる力を利用して水車を回し､つながる発電機を動かして発電するものである｡得られる電気は、水の量が多いほど、流れ落ちる高さ（落差）が大きいほど大きくなる。自然の力を利用した「純国産」「自然・再生可能」「クリーン」なエネルギーを、長期間にわたり安定して供給することができる最も完成度の高い発電技術である。

２．５．２　水力発電の分類

（１）発電方式による分類

水力発電所の発電方式は、落差を得る方法に着目すると、水路式、ダム式、ダム水路式に分類できる。また、発電所の運用上の特性の違いによって、流れ込み式、貯水池式、調整池式に分類でき、それらを整理すると表２．５－１に示すとおりである。図２．５－１は水路式流れ込み式水力発電所のイメージ図である。

表２．５－１　発電方式による水力発電所の分類[2]

出典：新エネルギー・産業技術総合開発機構、マイクロ水力発電導入ガイドブック

分類		解説
落差を得る方法による分類	水路式	川の上流に低い堰を造って水を取り入れ、長い水路により落差が得られるところまで水を導き発電する方式で、流れ込み式と組み合わされることが一般的である。
	ダム式	ダムにより河川をせき止めて池を造り、ダム直下の発電所との落差を利用して発電する方式で、貯水池式および調整池式と組み合わされることが一般的である。
	ダム水路式	ダム式と水路式を組み合わせた発電方式で、両者の特性を兼ね備えた地点に適しており、各々単独の方式とした場合に比べて、より大きな落差を得ることが可能となり、貯水池式、調整池式および揚水式と組み合わされることが一般的である。
発電所の運用上の特性による分類	流れ込み式（自流式）	河川を流れる自然流量を調整することなく、そのまま発電に使用する発電形式を流れ込み式という。
	貯水池式	河川を流れる水の量は、季節的に大きく変化するため、水量が豊富で電力の消費量が比較的少ない春先や秋口などに河川水を大きな池に貯め込み、電力が多く消費される夏季や冬季にこれを使用する年間または季節的に運用できる相当大容量の池をもつ発電形式を貯水池式という。
	調整池式	電力の消費量は、１日の間あるいは１週間の間にも変化するため、夜間や週末の電力消費の少ない時には発電を控えて河川水を池に貯め込み、消費量の増加に合わせて水量を調整しながら発電する１日間または１週間の流量調節ができる程度の池を持つ発電形式を調整池式という。

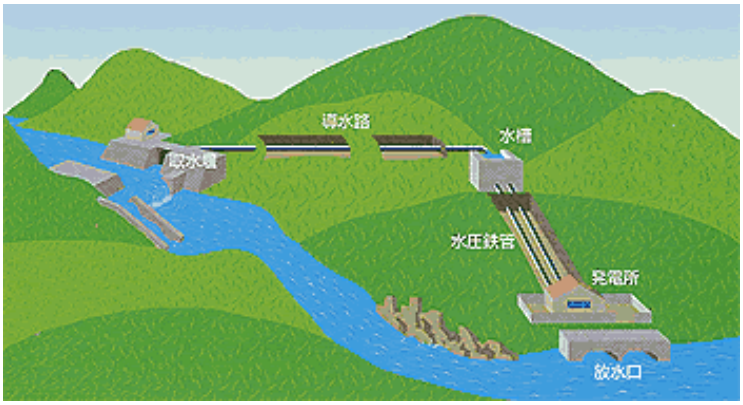


図２．５－１　水力発電所のしくみ[1]

出典：経済産業省資源エネルギー庁ホームページ

（２）出力規模による分類

水力発電はその出力の規模により、表２．５－２のようにおおよそ分類されている。

表２．５－２　出力規模による水力発電区分[2]

出典：新エネルギー・産業技術総合開発機構、マイクロ水力発電導入ガイドブック

分　　類	出　力　規　模
大水力	１００，０００ｋW以上
中水力	１０，０００ｋW～１００，０００ｋW
小水力	１，０００ｋW～　１０，０００ｋW
ミニ水力	１００ｋW～　１，０００ｋW
マイクロ水力	１００ｋW以下

２．５．３　水力開発の現状

（１）日本の水力開発の歴史[1][3]

我が国における水力開発の歴史は古く、1878 年に世界初の水力発電所がフランスに完成した 10 年ほど後には、宮城紡績会社の三居沢発電所〔出力 5ｋＷで自家用初、1888 年（明治 21 年)、現出力 1,000ｋＷ（東北電力)〕、京都市営の蹴上発電所〔出力 160ｋＷ（80ｋＷ×2 基）で事業用初、1891 年（明治 24 年)、現出力 4,500ｋＷ（関西電力)〕が運転を開始し、以来 120 年以上にわたり水車・発電機の世代交代を経ているものの現在も電気を供給し続けている。

図２．５－２は 1951 年度（昭和 26 年度）以降の水力開発の推移を示したものであるが、オイルショックを挟んで水力開発の見直しで一時的に増加が見られたものの、有望な開発地点の減少とともにその開発数・規模とも減少傾向である。2015 年 3 月末現在、一般水力において 1,967 地点（最大出力 22,328MW、年間可能発電電力量 92,808,438MWｈ）が既に開発されている。

水力発電の開発の歴史を社会の動きとともに年代別に見ると次のように区分されている。

①水力発電の幕開け時代

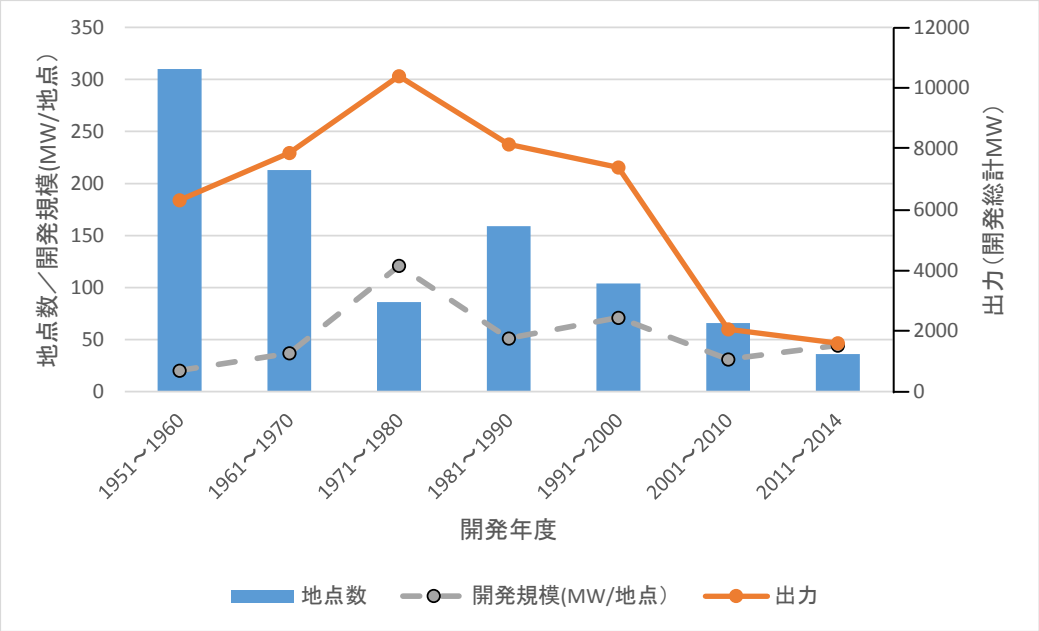
明治から昭和の初めにかけ、日本の発電方式の主流となり、水力がベースロードを担い、火力がピーク時の不足をカバーするという「水主火従」時代。

②大規模水力開発の時代（高度成長期）

昭和 30 年代（1955 年～1964 年）の大型建設機械の発展に伴い、大ダムの建設が盛んとなるものの、高度成長期の急激な電力需要を賄うために、建設費が安くかつ出力規模の大きい発電所を比較的短期間に建設できる火力発電所が次々と建設された時期で、水力黄金期と「火主水従」に移り変わった時代。

③環境に配慮した水力開発の時代（安定成長期）

第一次オイルショック（1973 年)、第二次オイルショック（1978 年）を経て、「純国産エネルギー」として再び水力発電が見直されるとともに、環境に配慮した水力開発が次々と進められると共に、開発規模の小型化に伴い様々なコストダウンの工夫が図られた時代。



注 1)地点数は新規地点、出力は新設及び増設（出力増加を含む）の数値。
注 2)自家用は、1995 年度までは出力 500ｋW以上を計上し、1996 年度以降は出力 1,000ｋW 以上を計上。

図２．５－２　日本の戦後における水力開発の推移［4］

出典：日本電気協会、電気事業便覧、平成 27 年 の表を基に作図

（２）　日本の包蔵水力

我が国は資源が乏しいが、山々に囲まれた地形と水に恵まれた自然環境は、水力発電に適している。この恵まれた水資源を有効に使うため、古くから水力発電に適した場所の全国的な調査（発電水力調査）が行われてきた。この調査は、国を中心に明治 43 年の第 1 回以降、その時々の社会的ニーズに合わせ計 5 回行なわれ、将来開発可能な有望地点の把握に努めてきた。

発電水力調査により明らかとなった我が国が有する水資源のうち、技術的・経済的に利用可能な水力エネルギー量は包蔵水力と呼ばれ、「既開発」「工事中」「未開発」の 3 つに区分されている。

我が国の未開発の包蔵水力（2015 年 3 月末現在）は、一般水力において 2,700 地点で、最大出力 12,051MW、年間可能発電電力量 45,501,366MWｈである。その出力別地点数は図２．５－３に示すとおりで、未開発の一般水力は 3 万 kW 未満の地点が多く、開発地点の奥地化や出力の小規模化等が課題となっている。

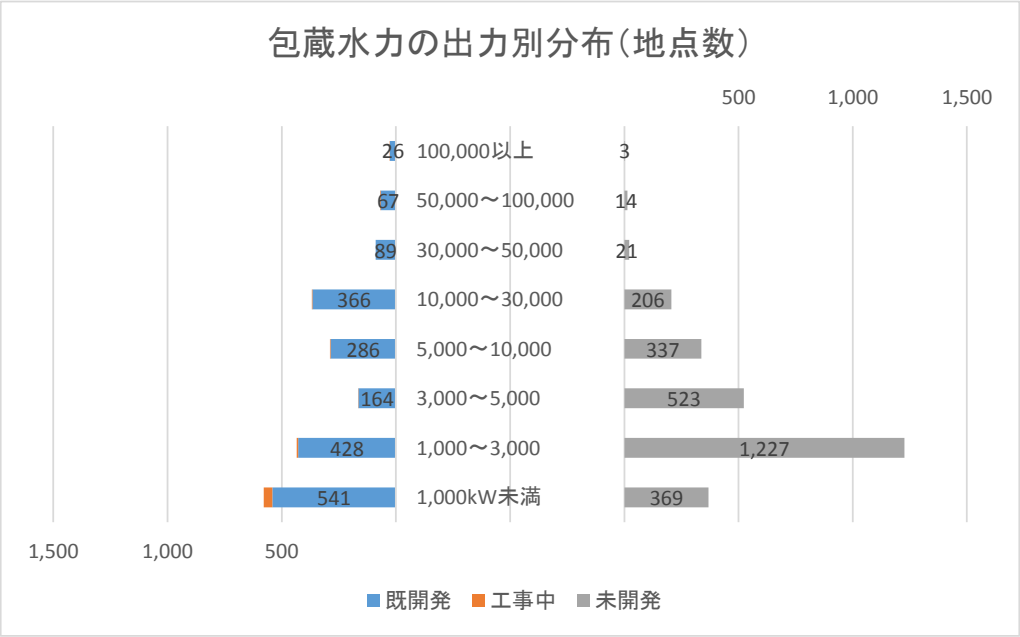


図２．５－３　出力別包蔵水力（一般水力）(1)

出典：経済産業省資源エネルギー庁ホームページ、平成 27 年 3 月

（３）海外の水力開発

世界各地域における水力開発の状況を図２．５－４に示す。海外における水力開発はアジア地域を中心に進められており、出力は 2000 年と比べて約 2.3 倍に増加している。一方、その他地域については大規模な開発は行われていない。

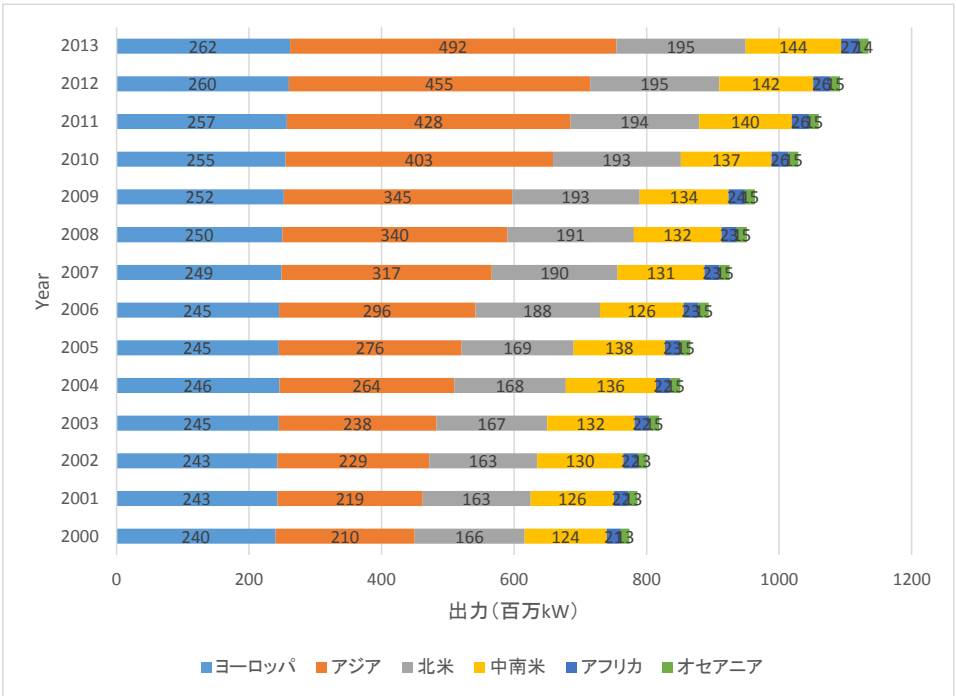


図２．５－４　世界の水力開発の現状 (6)

出典：海外電力調査会、海外電気事業統計、平成 20 年および
国連 Energy Statistic Yearbook（2009,2013）

２．５．４　水力発電の将来見通し

（１）水力発電の導入見込量[5]

エネルギー基本計画（平成 26 年 4 月）を受け、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会長期エネルギー需給見通し小委員会が設置され、中長期的な視点から2030 年度のエネルギー需給構造の見通しが策定されている。

水力発電は、自然条件によらず安定的な運用が可能で地熱・バイオマスとともに原子力を代替する再生可能エネルギーとして見込まれており、2030 年度における全電源の総発電電力量 10,650 億 kWh のうち水力は 8.8～9.2%程度（939～981 億 kWh）を占めている。この水力発電の導入見込量は、以下の３つのシナリオから推計されている。

A 案：進行中又は経済性のある案件の開発が進んだ場合

B 案：既存発電所の設備更新による出力増加、未利用落差の活用拡大等が進んだ場合

C 案：自然公園法や地元調整等自然・社会環境上の障害があるが解決可能とされる地点の開発が進んだ場合

表２．５－３　2030 年度における水力発電の導入見込量[5]

出典：経済産業省、長期エネルギー需給見通し、平成 27 年 7 月

	A案	B案	C案	
			半分の開発が進んだ場合	全ての開発が進んだ場合
大規模	19 万 kW	64 万 kW	67 万 kW	79 万 kW
中小規模	16 万 kW	65 万 kW	130 万 kW	201 万 kW
既導入量	4,650 万 kW (847 億 kWh)	4,650 万 kW (847 億 kWh)	4,650 万 kW (847 億 kWh)	4,650 万 kW (847 億 kWh)
合計	4,685 万 kW (862 億 kWh)	4,779 万 kW (904 億 kWh)	4,847 万 kW (939 億 kWh)	4,931 万 kW (981 億 kWh)

A 案から C 案に向かって段階的に環境面や立地面等の制約から開発難度が上がっていくが、実現可能な最大限までを見込むとして C 案を（939～981 億 kWh）2030 年度の水力発電の導入量としている。なお、これら制約の克服が難航した場合は導入量の伸びが抑えられることになる。

（２）水力発電の開発促進に向けて[7]

我が国における水力開発は 100 年以上の歴史があるが、未だに 2,700 地点以上の未開発地点が存在し、十分なポテンシャルがある。将来目標とする導入水準に応じて、長期的視点で支援拡充を行い、純国産エネルギーである水力開発を持続的に促進し、出力・電力量増加を図ることが重要である。並行して、電源構成上重要な既設発電所のポテンシャルを最大限引き出すような更新を促進し、出力・電力量増加を図ることも必要である。

一方で、水力発電は事業収支の面では初期段階の費用負担が大きく、回収に長期間を要するため、市場原理による短期間での投資回収を志向する事業者にとってはハードルが高くなると共に、新規開発地点の奥地化・小規模化により経済性が低下する傾向にある。また、水力発電の開発および円滑な事業運営のためには、立地地域との共生、立地地域の理解醸成が不可欠である。さらに、計画・技術・関係諸制度に係る豊富な知識を要することや、資金調達の面から、新規水力開発事業者の参入が容易ではないという側面もある。

このため、水力発電の開発に係る短・中期の経済性を確保するための支援制度の拡充、固定価格買取制度の維持・強化、水力発電を抱える地域との共生・理解醸成の促進を支援する施策、新規水力開発事業者への支援強化が必要である。また、水力開発を迅速かつ円滑に進める上で、関係法令の許認可手続きの簡素化・迅速化も必要である。

上述の水力開発を取り巻く現状の課題に対し、水力エネルギーの導入促進を図っていくためには次の施策に取り組んでいく必要がある。

①支援制度の拡充・強化
- a)出力増加を伴う設備更新に係る支援
- b)送変電設備・系統連携等に係る支援
- c)固定価格買取制度における耐用年数相当の買取期間と制度の長期継続
- d)固定価格買取制度の設備認定時期の前倒し

②地域との共生・地域理解の醸成策の拡充
- a)電源三法交付金のうち電源立地促進対策交付金相当部分の拡充
- b)電源三法交付金のうち電源立地等初期対策交付金相当部分の拡充
- c)流水占用料の使途開示

③新規水力開発事業者への支援強化
- a)水力開発に係る相談体制の整備および人材育成
- b)水力開発に係る好事例の水平展開

また、更なる水力エネルギーの導入促進を図っていくためには、上記に加えて環境影響評価法、自然公園法および森林法における許認可手続きの簡素化・迅速化が望まれる。

（３）中小水力発電の導入推進施策

国内における中小水力発電に係わる各省庁の主な補助制度を下表に示す。その他に都道府県独自の補助制度もある。

表２．５－４　日本国内における中小水力発電への主な補助制度（8）

出典：新エネルギー・産業技術総合開発機構、再生可能エネルギー技術白書、平成 26 年 2 月

管轄	補助制度の種類		対象者
経済産業省	新エネルギー導入促進協議会	中小水力発電開発事業	一般電気事業者，公営電気事業者等卸供給事業者，卸電気事業者，特定規模電気事業者，特定電気事業者，自家用発電設置者
		新エネルギー等導入加速化支援対策事業	エネルギー利用等の設備導入事業を行う民間事業者等
		地域新エネルギー等導入促進事業	地方公共団体，非営利民間団体 及び 地方公共団体と連携して新エネルギー等導入事業を行う民間事業者
農林水産省	地域用水環境整備事業		市町村，土地改良区等
	小水力等農業水利施設利活用促進事業		地方公共団体，農業者の組織する団体，地域協議会，民間団体等
	かんがい排水事業等の土地改良事業※		都道府県
	農村振興総合整備事業，その他※		都道府県，農業者団体他
環境省	地方公共団体対策技術率先導入補助事業		小規模地方公共団体
	市民共同発電実現可能性調査		地方公共団体

また、普及を促進するための「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」が平成 23 年 8 月 26 日に成立し、平成 24 年 7 月から再生可能エネルギー源（太陽光、風力、水力、バイオマス）を使って発電された電気を一定期間、固定価格で電気事業者が買い取ることを義務付ける制度（固定価格買取制度）が導入された。中小水力に関する買取価格（平成 28 年度）を下表に示す。

表２．５－５　固定価格買取制度における買取価格（中小水力）

出典：エネ庁http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/kakaku.html

水力	1,000kW 以上 30,000kW 未満	200kW 以上 1,000kW 未満	200kW 未満
調達価格	24 円＋税	29 円＋税	34 円＋税
調達期間	20 年間	20 年間	20 年間

既設導水路活用 中小水力*	1,000kW 以上 30,000kW 未満	200kW 以上 1,000kW 未満	200kW 未満
調達価格	14 円＋税	21 円＋税	25 円＋税
調達期間	20 年間	20 年間	20 年間

*既に設置している導水路を活用して、電気設備と水圧鉄管を更新するもの。

再生可能エネルギーの全量買取制度や東京電力福島第一原子力発電所事故の影響もあり、地産のエネルギー確保や地域活性化の観点から、中小水力発電に取り組む自治体が増えており、現在、関係省庁が規制緩和を進めている。

内閣府行政刷新会議では、再生可能エネルギーの普及促進に資する規制・制度改革を進めていくため「規制・制度改革に関する分科会」を設置し、規制・制度改革事項を一覧に取り纏めており、2012 年 4 月 3 日、これを「エネルギー分野における規制・制度改革に係わる方針」として閣議決定した。その中から、中小水力発電に関する規制緩和および支援策を下表に示す。

表２．５－６　中小水力発電普及に向けた規制緩和・支援策[8]

出典：新エネルギー・産業技術総合開発機構、再生可能エネルギー技術白書、平成 26 年 2 月

担当省	所管省庁
小水力発電に係る河川法の許可手続の簡素化	国土交通省
取水管理の柔軟化による効率的な運用	国土交通省
小水力発電に係る従属発電に関する登録制の導入	国土交通省
小水力発電設備の保安規制の見直し	経済産業省
ダム水路主任技術者の資格要件の見直し	経済産業省

（４）最近の水力開発の特徴

平成 26 年度に竣工した水力発電所（新設）を下表に示す。我が国の水力開発は、一般水力においては開発の奥地化・小規模化により経済的に有利な地点は減少し、既設水力の再開発・増改築、維持流量発電や総合開発事業の一環としての開発が中心となっている。また、平成 24 年に施行された固定買取制度により、これまで経済性が劣っていた地点が開発可能となってきている。河川に加えて工業・農業用水路、上下水道、砂防堰堤等を活用するなどして開発が進められており、また地域活性化に貢献すべく地元主導の水力開発が見受けられる。

表２．５－７　平成 26 年度全国竣工（新設）水力発電所

出典：電力土木 No.378[9]，一部項目を割愛

	発電所名	事業者名	都道府県	水系	発電型式	最大出力	最大使用水量 (m^3/s)	有効落差 (m)	発電機容量 (MVA)	運開（合格）年月
北海道	ユコマンベツ	北海道電力㈱	北海道	石狩川	流込	710	1.30	66.10	0.85	H26.6
東北	飯野	東北電力㈱	福島県	阿武隈川	維持流量	230	3.20	9.57	0.23	H26.6
中部	徳山	中部電力㈱	岐阜県	木曽川	貯水池	131,000	82.38	181.96	138.00	H26.5(2号) H27.6(1号)運開予定
						22,400	18.02	145.71	23.60	
北陸	北又ダム	北陸電力㈱	富山県	黒部川	維持流量	130	1.02	19.57	0.16	H26.11
九州	竜宮滝	九州電力㈱	熊本県	緑川	流込	200	1.40	19.53	0.200	H27.3
東北	胆沢第一	電源開発㈱	岩手県	北上川	貯水池	10,700	12.00	101.30	11.90	H26.7
						3,500	4.00	100.50	3.90	
東北	胆沢第三	岩手県	岩手県	北上川	貯水池	1,600	1.80	105.25	1.70	H26.7
	萩形	秋田県	秋田県	米代川	維持流量	450	1.20	47.30	0.50	H26.4
関東	大城川	山梨県	山梨県	富士川	流込	49	0.56	13.00	0.06	H26.9
北陸	小摺戸	富山県	富山県	黒部川	流込	370	8.00	6.30	0.44	H27.3
中国	相原	山口県	山口県	阿武川	維持流量	82	3.20	3.87	0.09 (MW)	H26.4

参考文献

２．５　水力発電の現状と将来見通し

(1)　経済産業省資源エネルギー庁ホームページ（水力のページ）
http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/

(2)　独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構　新エネルギー導入促進部、マイクロ水力発電導入ガイドブック、2003 年 3 月

(3)　社団法人電力土木技術協会　水力技術百年史、1992 年

(4)　一般社団法人日本電気協会　電気事業便覧（平成 27 年版）pp.184-185

(5)　経済産業省　長期エネルギー需給見通し（平成 27 年 7 月）
http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf

(6) 社団法人海外電力調査会 海外電気事業統計（2008 年）および 国連 Energy Statistic Yearbook（2009,2013）

(7)　一般財団法人新エネルギー財団　新エネルギー産業会議　水力発電の開発促進に関する提言（平成 27 年 3 月）
http://www.nef.or.jp/introduction/teigen/pdf/te_h26_03.pdf

(8) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 再生可能エネルギー技術白書 第２版（2014 年 2 月）第 8 章中小水力発電
http://www.nedo.go.jp/content/100544823.pdf

(9)　電力土木技術協会　調査資料「平成２６年度全国竣工（新設）水力発電所」、電力土木 No.378、平成 27 年 7 月号、p.112

２．６　バイオマス発電の現状と将来見通し

２．６．１　バイオマスとは

バイオマスは、生物を表す「バイオ」にまとまった量を意味する「マス」を合成して作られた言葉であり、エネルギー利用やマテリアル利用ができる程度にまとまった生物起源の物質を意味する。具体的には生ゴミや食品廃棄物、家畜排せつ物、製材工場の残材といった「廃棄物」、稲わら、もみがらといった「未利用資源」、ブラジル等で自動車燃料に使われているサトウキビやトウモロコシといった「資源作物」が該当する。

バイオマスは有機物であり燃焼させた場合には CO_2 が発生するが、同時に植物が生長する過程で CO_2 を吸収するため、全体でみると CO_2 の量は増加しないという特性（カーボンニュートラル）を持っている。バイオマスを化石燃料に代替させることによって CO_2 の発生量を抑制できることから、地球温暖化防止対策の有効な手段の一つとされている。

図２．６－１に農林水産省バイオマス活用推進会議（バイオマスをめぐる現状と課題）[(1)]によるバイオマス資源の特性を示す。

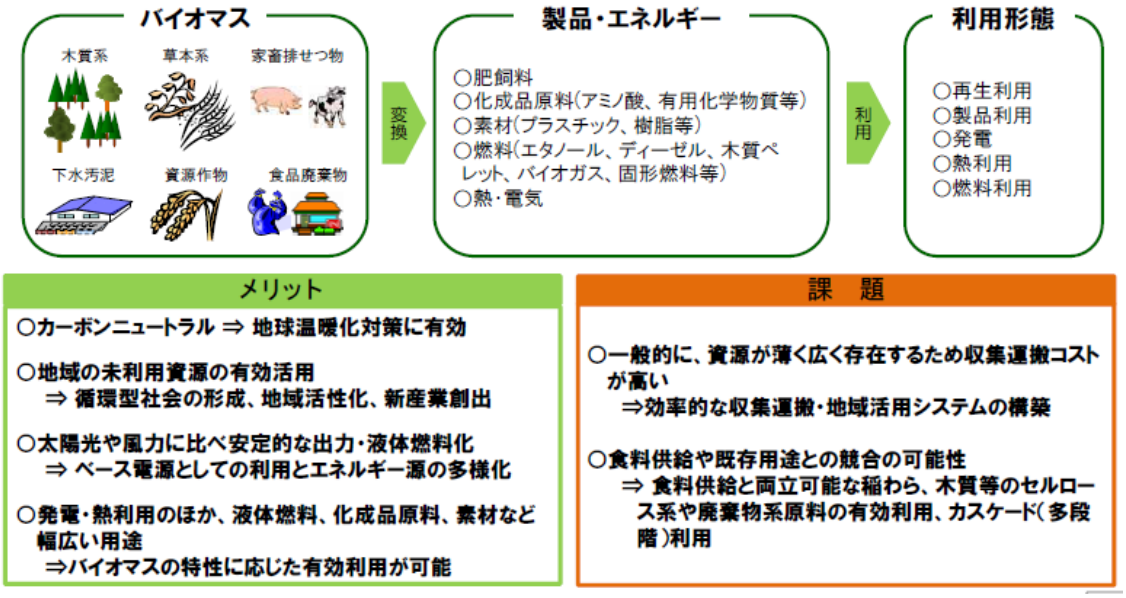


図２．６－１　バイオマス資源の特性[(1)]

出典：農林水産省バイオマス活用推進会議、バイオマスをめぐる現状と課題、平成 24 年 2 月 2 日

２．６．２　バイオマス関連政策の主な経緯

農林水産省バイオマス活用推進会議（バイオマスをめぐる現状と課題）[(1)]による我が国におけるバイオマス関連政策の主な経緯を以下に示す。

○2002 年 12 月　「バイオマス・ニッポン総合戦略」の閣議決定

- バイオマスを総合的に最大限利活用した持続的な社会「バイオマス・ニッポン」の実現（関係 7 府省）
- 2010 年度における目標設定（廃棄物系バイオマス 80%以上、未利用バイオマス 25%以上活用　等）

○2005 年 4 月　「京都議定書目標達成計画」の閣議決定

- 輸送用燃料を含むバイオ燃料の普及促進（2010 年度までに 50 万 kl）
- バイオマスタウンの構築、バイオマスエネルギーの変換・利用技術の開発

○2009 年 6 月　「バイオマス活用推進基本法」の制定

- バイオマス活用施策の総合的かつ計画的な推進
- バイオマス活用推進計画の策定（国、都道府県、市町村）
- バイオマス活用推進会議の設置（7 府省の担当政務）

○2010 年 6 月　「エネルギー基本計画」の改定

- 2020 年までに一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合の 10%到達、バイオ燃料の全国のガソリンの 3%相当以上の導入を目指す

○2010 年 12 月　「バイオマス活用推進基本計画」の閣議決定

- 2020 年における目標設定（約 2,600 万炭素トンのバイオマスの活用、約 5,000 億円規模の新産業の創出等）
- バイオマス活用技術の研究開発の基本方針の設定

○2011 年 8 月　「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」の制定

- 再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT）の施行

２．６．３　導入実績

NEDO 再生可能エネルギー技術白書（平成 22 年 7 月）[(2)]による、我が国および欧米諸国の再生可能エネルギー、バイオマスエネルギーの導入量を図２．６－２に、日本のバイオマスエネルギー導入量の推移を図２．６－３に示す。また、バイオマス発電の利用実態を図２．６－４に示す。

我が国の一次エネルギー総供給に対する再生可能エネルギー導入比率（3.4%）は米国（5.0%）や EU 全体（7.4%）と比し遜色ないレベルであるが、その中でのバイオマスエネルギー比率は低い状況である。スウェーデンやデンマークといった北欧諸国は、バイオマス比率が高いのが特徴である。

日本においては、木質系バイオマスについて、製材廃材、建設廃材を直接燃焼し、発電や材木の乾燥を行う事例や、チップ、ペレットを使用した公共施設への熱供給等の事例がある。また、小規模なガス化発電の導入事例がある。家畜ふん尿、下水汚泥、食品廃棄物のメタン発酵プラントや、廃食用油からバイオディーゼル燃料を生産する事例は多数ある。

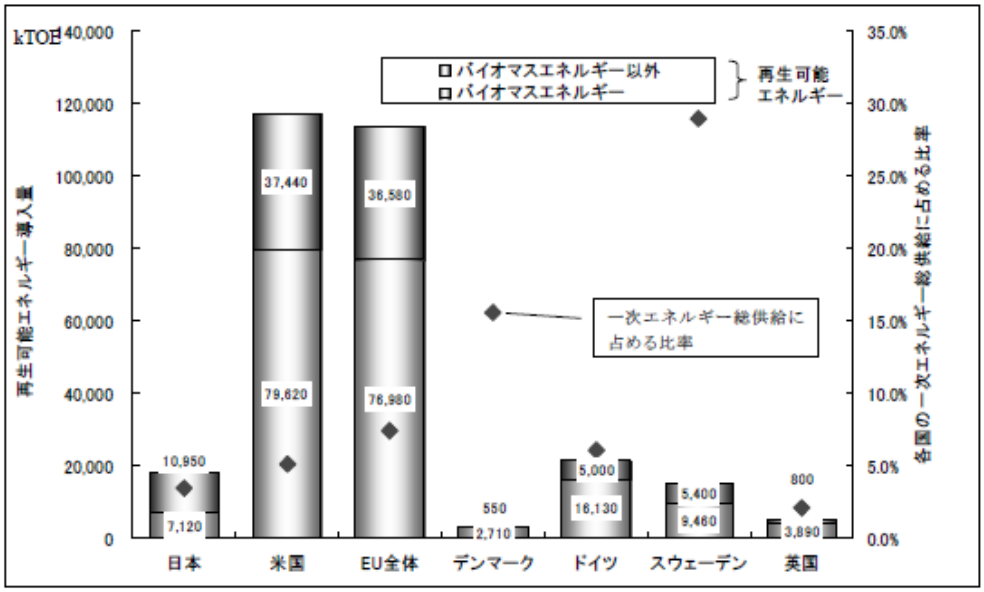
米国においては、廃材、おがくず等の木質系バイオマスを燃料とした数万 kW 級の大規模発電利用が数事例ある。また、再生可能燃料使用基準によって輸送用燃料への再生可能エネルギー導入が義務化され、特に 2000 年以降、バイオエタノールの導入が急速に拡大している。現在のバイオエタノール原料の中心はトウモロコシだが、非食用の草本系バイオマス等を原料とするバイオエタノール製造の技術開発も行われている。

デンマークにおいては、家庭等から排出される廃棄物を用いたエネルギー回収が積極的に行われており、コジェネレーション・システムにより発電や地域熱供給が行われている。また、林業系の木質バイオマスや農業残さの利用も行われており、家畜ふん尿や厨芥類のメタン発酵も盛んである。これらの大半は地域の酪農家等の共同出資で設立された事業体による大規模な集中型混合消化施設にてメタン発酵され、主にコジェネレーション・システムの燃料として利用されている。さらに、天然ガス供給網に供給される精製バイオガスの優遇買取価格も設定された。

ドイツにおいては、廃材等の木質系バイオマスが地域熱供給や家庭内暖房に利用されている。近年の再生可能エネルギー法の改正で、バイオマス由来電力の買取価格増額や対象拡大により、大規模なコジェネレーション・システムの導入も拡大している。また、2009 年より新築建物の所有者に対し再生可能エネルギーによる暖房が義務付けられるため、バイオマスを利用した暖房の更なる普及が見込まれる。

スウェーデンにおいては、エネルギー供給の 18%が木質系バイオマスや黒液を中心とするバイオマスエネルギーによるものである。木材産業や地域熱供給事業において木質系バイオマスを利用したチップボイラ、コジェネレーション・システムが利用されている。家庭におけるペレットストーブ導入も増加している。家畜ふん尿、家庭からの厨芥類を原料とした大型のメタン発酵施設も多数稼働しており、得られるバイオガスは自動車用燃料や、コジェネレーション・システムの燃料として利用されている。スウェーデンにおいては、既存の下水処理施設、廃棄物処理施設に併設させる形で、家畜ふん尿のメタン発酵プラントを導入してきた経緯がある。

英国においては、2002 年に導入された Renewable Obligation（再生可能エネルギー使用義務）によって、電力供給者等によるバイオマス発電設備が多数導入されている。特に同国では経済性に優れる埋立地由来バイオガス（Landfill gas）の利用が多い。バイオ燃料に対しては、2008 年には再生可能輸送燃料義務制度が導入されたが、現段階ではブラジル等から輸入するバイオエタノールが半数程度を占めている。



出典：「Energy Balances of OECD Countries (2009 Edition)」(2009, IEA)

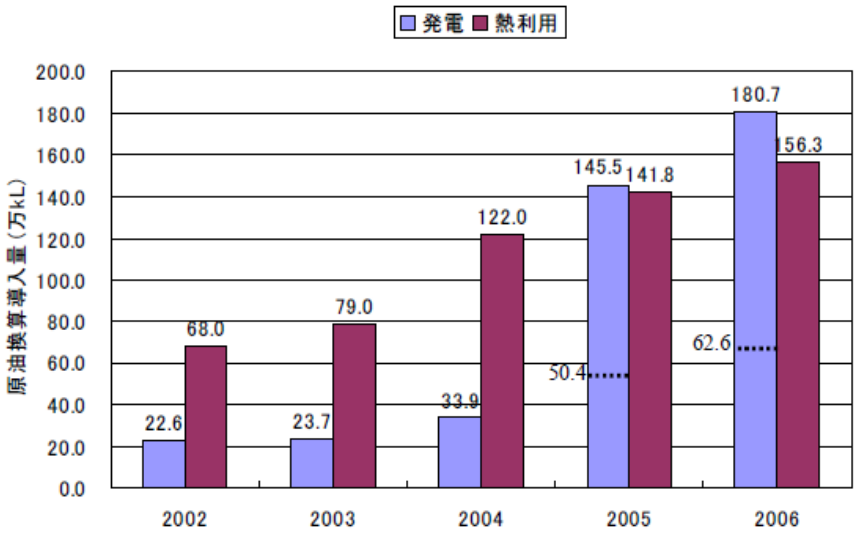
また、各国におけるバイオエタノール、バイオディーゼル燃料、バイオガスの導入量を図表

[1]バイオマスエネルギー以外の再生可能エネルギーには地熱、水力エネルギーを含んでいる。我が国の場合、地熱、水力エネルギーの導入量は各々3,570kt、7,380kt であり、これらが再生可能エネルギー全体の 61%を占めている。

[2] EU 全体はオーストリア、ベルギー、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、ギリシャ、アイルランド、イタリア、ルクセンブルグ、オランダ、ポルトガル、スペイン、スウェーデン、イギリスの 15 カ国である。

図２．６－２　主要国における再生可能、バイオマスエネルギー等の導入実態（2007 年）(2)

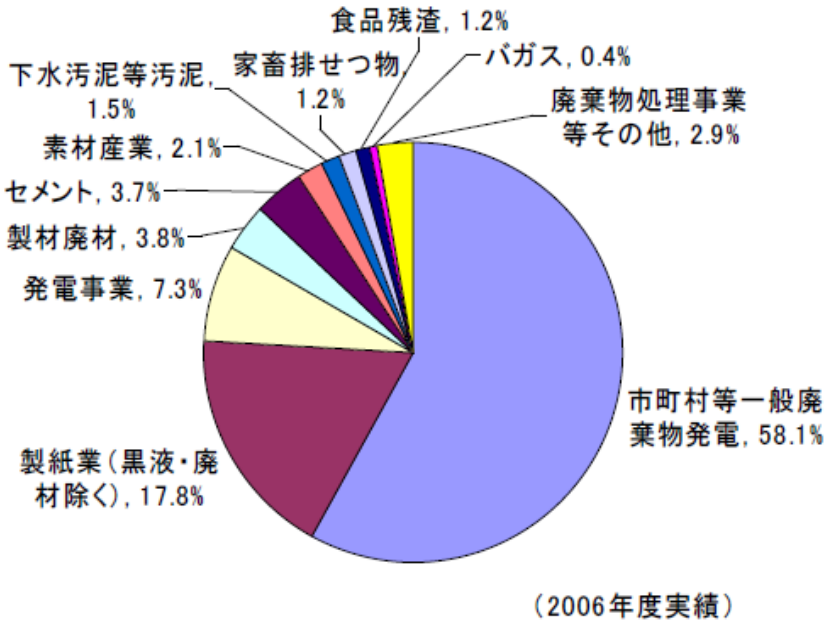
出典：独立法人行政新エネルギー・産業技術総合開発機構、NEDO 再生可能エネルギー技術白書～新たなエネルギー社会の実現に向けて～、平成 22 年 7 月



※発電量について：2005 年度からは、売電分だけでなく自家消費分（買電節約分）についても調査対象を拡大して計上。
2005、2006 年度の破線は売電分だけを計上した場合の推定値。
出典：「総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会（第 30 回）資料」平成 21 年 2 月 13 日

図２．６－３　日本のバイオマスエネルギー導入量の推移[2]

出典：独立法人行政新エネルギー・産業技術総合開発機構、NEDO 再生可能エネルギー技術白書
～新たなエネルギー社会の実現に向けて～、平成 22 年 7 月



※ここでは、一般廃棄物中のバイオマス分のみをバイオマスエネルギーとして計上している。
出典：「総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会（第 30 回）資料」平成 21 年 2 月 13 日

図２．６－４　バイオマス発電の利用実態（発電量の内訳）[2]

出典：独立法人行政新エネルギー・産業技術総合開発機構、NEDO 再生可能エネルギー技術白書
～新たなエネルギー社会の実現に向けて～、平成 22 年 7 月

２．６．４　バイオマスエネルギー利用および取り組みに関する事例

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構のバイオマスエネルギー導入ガイドブック（第４版）[(3)]による、我が国におけるバイオマスエネルギー利用および取り組みに関する事例を以下に示す。

（１）木質系バイオマス

１）概要

木質系バイオマスは、中大規模製材所等での建設系廃材を利用した発電（直接燃焼発電)、熱利用が中心であり、多くが直接燃焼によるものである。

直接燃焼は、特に木質系バイオマスにおいて主に利用されており、熱利用、蒸気利用､得られた蒸気を利用して蒸気タービンにより発電利用されるものである。

国内においても多くの施設で導入されており、稼働実績も十分にある。木質系廃材・未利用材やサトウキビの絞りかすであるバガスを用いての熱利用および発電は、既に実用レベルに達している技術である。

２）川崎バイオマス発電所の事例

川崎バイオマス発電所は、建築廃材等の木質バイオマス燃料を利用した国内最大（33,000kW）のバイオマス専焼発電所である。同発電所において発電した電気はPPS事業者に売却している。燃料供給については、周辺地域より発生する建築廃材を中心とした木質バイオマスを収集してチップ化を行い、川崎バイオマス発電所へ直接供給を行っている。バイオマス燃料の計画使用量は年間 18 万トンとされている。

表２．６－１、図２．６－５に川崎バイオマス発電所の処理施設概要および外観を示す。

表２．６－１　川崎バイオマス発電所処理施設の概要[(3)]

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、
バイオマスエネルギー導入ガイドブック（第４版）

施設名称	川崎バイオマス発電所
稼働開始年	2011年2月（設立　2008年4月）
面積	30,000 ㎡
総工費	100億円（うち新エネ導入加速化事業補助金　約23億円）
バイオマス処理量	180,000t/年（計画値）
使用燃料	木質チップ（解体材，製材工場等残材，廃パレット，剪定枝等）
発電規模	33,000kW
年間発電量	260百万kWh
稼働率	80%

（出典）川崎バイオマス発電株式会社ホームページ

図２．６－５　川崎バイオマス発電所外観[3]

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、
バイオマスエネルギー導入ガイドブック（第４版）

当発電所では、建築廃材を主要燃料としているが、近年の住宅着工件数の減少に伴い、建築発生木材の量も減少傾向にある。燃料用チップの購入は、コスト引き上げ要因となるため、近年では食品加工会社と提携し、液体調味料の製造過程で生成される脱脂大豆の残渣を燃料として利用している。

また、建設にあたっては、川崎市の厳しい環境基準をクリアするため、地方のバイオマス発電所にはない排煙脱硫装置や排煙脱硝装置、バグフィルターといった環境設備を備えている。なお、燃焼後に発生する灰は、投入した燃料の 2%程度であり、産業廃棄物として処理している。また、環境設備の設置以外の大気汚染対策として、排ガスは法律に従い２ヵ月に１回の測定、SOx、NOx は連続測定を実施している。煤塵についても定期的に検査を行っている。

当発電所の 2011 年度の発電電力量は 2.6 億 kWh であり、一般家庭 38,000 世帯分の電力量に相当する電気を生み出している。また、同発電所による CO_2 の削減効果は年間 12 万トンとなっている。

（２）家畜系バイオマス

１）概要

エネルギー利用される主な畜産系バイオマスには、牛ふん尿、豚ふん尿、鶏糞などがある。これらは、いずれも産業廃棄物として取り扱われる。

畜産系バイオマスをエネルギー利用する場合、含水率が高いバイオマスであるため、メタン発酵が主流である。ただし、鶏糞は燃焼による熱利用や発電に用いられる場合が多い。

畜産系バイオマスのエネルギー利用事業はこれまで、自家（自社）で発生する牛や豚のふん尿の産廃処理費用削減のために導入するものや、畜産や酪農の盛んな地域で自治体等が共同処理設備を設置するものが多かった。こうしたケースに加え、近年では、生ごみや下水汚泥と混合して処理することで処理量を増やし、単位処理量あたりの設備投資額を抑える取組みも出てきている。

2）小林牧場の事例

小林牧場では、2012 年からメタン発酵によるふん尿処理を開始している。当初、ボイラーによる発酵槽や原料槽の加温など熱利用がされていたが、固定価格買取制度の施行により、75kW のガスエンジン発電機を導入し、現在は売電を行っている。

表２．６－２、表２．６－３に小林牧場の処理施設概要およびバイオガスプラントの概要を示す。

表２．６－２　小林牧場処理施設の概要(3)

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、
バイオマスエネルギー導入ガイドブック（第 4 版）

施設名称	バイオガスプラント
竣工年	2011 年（発電設備は 2013 年）
処理対象物	搾乳牛のふん尿、敷料
処理量	29t/日
発酵方式	湿式・中温メタン発酵方式
発酵槽	1,160 ㎥
発電出力	75kW

表２．６－３　バイオガスプラントの概要(3)

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、
バイオマスエネルギー導入ガイドブック（第 4 版）

項目	内容
設備概要	原料槽　87 ㎥ 発酵槽　1,160 ㎥ 液肥貯留槽　5,396 ㎥ 貯留槽　6321 ㎥×2 基、11,477 ㎥×1 基 発電機　75kW 温水ボイラー　6.1Mcal

利用バイオマスは、小林牧場で飼育する搾乳牛のふん尿、敷料を原料としてメタンガス発酵を行っている（成牛 215 頭、育成牛 156 頭：2010 年 12 月時点）。なお、搾乳牛のふん尿全量をバイオガスプラントで処理を行っており、処理能力は 29t/日である。

原料槽から移送されたふん尿・敷料などの原料は、発酵槽において嫌気性発酵（中温式）させ、バイオガスを生成するとともに、消化液（発酵残さ）が排出さ

れる。生成したバイオガスによりガス発電機を運転し、電気と温水を生成させている。固定価格買取制度により発電された電力は全量を売電している。熱利用については、発酵槽や原料槽の加温に利用されている。

また、メタン発酵後の消化液は固液分離され、固形物は乳牛の敷料として再利用されている。大腸菌等の存在も確認されず、再利用される敷料としての性能は問題なく、おがくず代替として活用されている。なお、搾液は液肥として圃場散布するなどこちらも有効活用されている。

元々、ふん尿処理として臭気対策が主目的であったため、バイオガスプラントの導入による処理で、臭気が改善されたことが最も大きいメリットである。

バイオガスプラントの導入により、これまでは堆肥化のふん尿処理にかかっていた処理費用がなくなり、さらに売電による収入が見込め、採算性が上がった。

バイオガスプラントの増強等の計画はないが、非常にバイオガスプラントが順調に稼動していることもあり、視察に来る同業の方などへバイオガスによるふん尿処理を薦めている。一方で、初期コストが高く、なかなか小規模酪農家には手を出せないのが難点であり、コストダウンが望まれている。

（3）食品系バイオマス

1）概要

エネルギー利用される主な食品系バイオマスには、食品工場から出る廃棄物、飲食店やホテルから出る生ごみ、家庭用生ごみなどがある。工場や飲食店、ホテルから出るものは産業廃棄物として取り扱われる一方、家庭用生ごみは一般廃棄物として取り扱われる。その他の可燃ごみと分別せずに収集されているケースが多いが、家庭用生ごみを独立した分別とし、収集している自治体もある。

食品系バイオマスをエネルギー利用する場合、含水率が高いバイオマスであるため、メタン発酵が主流となる。ただし、先に述べたように可燃ごみと分別していない自治体では、一般廃棄物の焼却炉での熱回収等が主なエネルギー利用法となる。

食品系バイオマスのエネルギー利用事業はこれまで、自社工場で発生する食品廃棄物や排水の処理費用削減のために導入するものが多かった。また、一部の地域では、周辺の飲食店やホテル、工場などから食品廃棄物を集め、処理費用をとって処理を行う産廃処理業者がいる。こうしたケースに加え、近年では、家畜ふん尿やし尿、下水汚泥などと混合して処理することで処理量を増やし、単位処理量あたり設備投資額を抑える取組みも出てきている。

2）瀬波バイオマスエネルギープラントの事例

瀬波バイオマスエネルギープラントにおいては、これまで廃棄物として処理されてきた食品廃棄物や下水汚泥を回収し、メタン発酵による発電事業を平成 24 年より行っている。発電した電力は、固定価格買取制度を利用して電力会社に売電するとともに、メタン発酵プロセスで発生した熱は自社の温室に、液肥は農地に利用している。当ビジネスモデルは、売電収益の他、廃棄物処理による収益、

並びにメタン発酵後の残渣を利用し製造した肥料販売収益によって構成されている。

表２．６－４に瀬波バイオマスエネルギープラントの処理施設概要を示す。

表２．６－４　瀬波バイオマスエネルギープラント処理施設の概要[3]

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、
バイオマスエネルギー導入ガイドブック（第４版）

処理量	4.9t/日（オーダーメイドであり何ｔ処理でも対応可能）
処理方式	乾式メタン発酵
受入資源	有機物全般（木質資源は除く）
発電量	600～3,000kWh/日

本プラントでは、乾式メタン発酵技術が用いられている。乾式プラントは投入物に対して含水率を上げる必要がないため、大型の水処理施設が不要で、小規模スペースかつ安価な設置が可能である。加えて、本プラントではコンピュータの一括管理システムにより少人数で管理しており、維持管理費の低減に成功している。

さらに、微生物を活性化させる適切な温度管理などの研究および自社プラントでの実証を行い、通常の約３倍のガスを取り出すことに成功している。発生したメタンガスは、バイオガスコージェネレーションシステム（25kW）によって、発電および熱利用を行っている。発電により作られた電力は全量売電し、発生した熱は温水としてフルーツ等の温室ハウスで利用している。

瀬波温泉地区では、これまで多額の費用を投じて食品廃棄物および下水汚泥の処理を行っていたが、メタン発酵事業において有効活用することで、約 500 万円の財政歳出が削減されたとしている。また、メタン発酵による残渣により製造した肥料をフルーツ栽培に活用することにより、通常よりも糖度の高い果実の栽培に成功し、付加価値が向上した。

２．６．５　バイオマス発電の経済性

バイオマス発電の発電コスト（社会的費用を除く発電原価相当）については、長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告（2015 年）[4]によると、表２．６－５に示す通り、バイオマス発電（専焼）が 28.1 円/kWh（基準年 2014 年)、バイオマス発電（混焼）が 12.2 円/kWh（基準年 2014 年）と試算されている。

また、資源エネルギー庁（平成 27 年 3 月 19 日）[5]による固定価格買取制度における 2015 年のバイオマス発電の買取価格を表２．６－６に示す。

表２．６－５　バイオマス発電と他電源との発電コスト比較[4]

出典：総合資源エネルギー調査会、長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等に関する報告、2015 年

電源種別	基準年度	発電コスト（円/kWh）	コスト内訳※
ﾊﾞｲｵﾏｽ（専焼）	2014	28.1	資本費、運転維持費
	2030	28.1	
	2014	29.7	資本費、運転維持費、政策経費
	2030	29.7	
ﾊﾞｲｵﾏｽ（混焼）	2014	12.2	資本費、運転維持費
	2030	12.9	
	2014	12.6	資本費、運転維持費、政策経費
	2030	13.2	
原子力	2014	8.5	資本費、運転維持費、追加的安全対策費、核燃料ｻｲｸﾙ費用
	2030	8.5	
	2014	10.1～	資本費、運転維持費、追加的安全対策費、核燃料ｻｲｸﾙ費用、政策経費、事故ﾘｽｸ対策費用
	2030	10.3～	
石炭火力	2014	9.3	資本費、運転維持費、燃料費
	2030	8.9	
	2014	12.3	資本費、運転維持費、燃料費、CO_2 対策費、政策経費
	2030	12.9	
LNG 火力	2014	12.4	資本費、運転維持費、燃料費
	2030	11.6	
	2014	13.7	資本費、運転維持費、燃料費、CO_2 対策費、政策経費
	2030	13.4	

※　表中の黄色の網掛けは発電原価相当のみ、網掛け無しは発電原価相当と社会的費用の和であり、発電原価相当と社会的費用の区分については、以下の通り。

発電原価相当：資本費、運転維持費、燃料費、追加的安全対策費、核燃料リサイクル費用

社 会 的 費 用：CO_2 対策費、政策経費、事故リスク対策費用

表２．６－６　固定価格買取制度における 2015 年のバイオマス発電の買取価格[5]

出典：経済産業省資源エネルギー庁 NewsRelease、平成 27 年 3 月 19 日

種　類		買取価格
木質（未利用）	2,000kW 以上	32 円
	2,000kW 未満	40 円
木質（一般）		24 円
木質（建築廃材）		13 円
廃棄物		17 円
メタン醗酵		39 円

２．６．６　バイオマスエネルギーの技術開発と将来見通し

（１）バイオマスエネルギーの技術開発

１）バイオマスエネルギー技術ロードマップ

荒木行子（エネ庁新エネルギー対策課長：当時）「バイオマスエネルギー利用技術開発について」[6]によると、国内のバイオマスエネルギー利用技術の多くは、欧米から導入されたものであるため、地域ニーズとのミスマッチや高コスト化の問題が生じているとされている。我が国においては、NEDOの「バイオマスエネルギー高効率転換技術開発（※）」等において技術開発が進められる一方で、事業者や地域のニーズに適合したバイオマスエネルギー利用の技術開発も大きな課題となっている。

このためNEDOは、「バイオマス技術調査戦略委員会」を設置して、バイオマスエネルギー利用技術の精査を行い、バイオマスエネルギー技術ロードマップを策定した。ロードマップは、バイオマス種毎に前処理からエネルギー出力までの要素技術群を現状・2010 年・2020 年の時間軸のもと、網羅的に体系化した技術集約図を作成し、これを元にエネルギー効率、環境特性、経済性等の幅広い観点から評価検討を行って策定した。

※「バイオマスエネルギー転換要素技術開発」（2004年）

バイオマスエネルギー転換技術の普及促進に資することを目的とし、バイオマス資源のエネルギー転換技術にあって、現状の技術に比して有意な差を有する高効率化、高品質化、小型化・低コスト化のための要素技術の研究開発として、以下の9件が採択された。

・マルチ振動ミルによる木質バイオマスの高効率微粉砕技術の研究開発
・中圧水蒸気による下水汚泥の脱水・改質技術の開発
・エタノール選択透過型ゼオライト膜を用いた省エネルギー濃縮技術の開発
・メタン発酵廃液（消化液）の超臨界酸化処理による無害化技術の開発
・バイオマスガス化プロセス中の付着ダストや無機系ダスト除去技術の開発
・バイオマスガス化プロセス中のタール除去特性に優れたガス精製技術の開発
・固体酸化物電解質膜を用いた高温水蒸気の電解による高純度水素の製造技術の開発
・吸脱着の繰り返し可能なゼオライト吸着剤を活用した下水汚泥消化ガス精製技術の開発
・高効率スターリングエンジン発電システムと組み合わせたバイオマスの直噴燃焼技術の開発

2）バイオマス・ニッポン総合戦略

NEDO再生可能エネルギー技術白書（平成22年7月）[2]によると、我が国においては、「バイオマス・ニッポン総合戦略」（2002年12月閣議決定，2006年3月策定）を始めとして、関連省庁（内閣府、総務省、文部科学省、農林水産省、経済産業省、国土交通省、環境省）が連携して、地球温暖化防止や循環型社会の形成などを目的に、バイオマス利用の高度化を実現すべく、様々な技術開発や社会実証実験を進めている。

食料との競合や、持続可能な生産・利用、供給安定性・経済性といった中長期

的課題を克服するために、産学官の「バイオ燃料技術革新協議会」が設立され、セルロース系（草・木）の次世代バイオエタノール生産の具体的な導入、コスト目標、技術開発、ロードマップ等を内容とする「バイオ燃料技術革新計画」が 2008 年 3 月に策定されている。この中で、①国内の現存する農林業から発生するものを主体とした原料（稲わらや林地残材など）による「バイオマス・ニッポンケース」（主に農林水産省が主導）と、②エネルギー政策の観点からガソリン価格との競争力や米国等の開発計画を勘案し、多量に生産が可能な国内外の資源作物を利用し、抜本的な技術革新を目指していく「技術革新ケース」（経済産業省が主導）の双方を内容としている。

（２）バイオマスエネルギーの将来見通し

資源エネルギー庁の長期エネルギー需給見通し（2015 年）[(7)]によると、我が国のバイオマス発電の現時点（2015 年）における導入量は 252 万 kW（177 億 kWh）であり、これを踏まえると、2030 年度において、バイオマス全体で 602 万 kW～728 万 kW（394 億 kWh～490 億 kWh）の導入が見込まれるとしている。

また、我が国におけるバイオマス利活用に関連する政策目標として、「バイオマス活用推進基本計画」（2010 年 12 月閣議決定）[(1)]に示されているバイオマス利用率の現状に対する 2020 年目標ならびに展開方向を表２．６－７に示す。

表２．６－７　バイオマス種類別の目標（2020 年）と展開方向[(1)]

出典：農林水産省バイオマス活用推進会議、バイオマスをめぐる現状と課題、平成 24 年 2 月 2 日

種　類	利用率（現状→目標（2020年））	展開方向
家畜排せつ物（約8,800万トン）	約90% → 約90%	・堆肥利用に加え、メタン発酵等によるエネルギー利用を推進。
下水汚泥（約7,800万トン）	約77% → 約85%	・建築資材等の利用に加え、バイオガス化等によるエネルギー利用を推進。
黒液（約1,400万トン）	約100% → 約100%	・製材工場におけるエネルギーとして利用を推進。
紙（約2,700万トン）	約80% → 約85%	・再生紙等の利用に加え、エタノール化、バイオガス化等を含めたエネルギー回収の高度化を推進。
食品廃棄物（約1,900万トン）	約27% → 約40%	・肥飼料利用に加え、メタン発酵等によるエネルギー利用を推進。
製材工場等残材（約340万トン）	約95% → 約95%	・製紙原料・ボード等の利用に加え、エネルギー利用を推進。
建設発生木材（約410万トン）	約90% → 約95%	・木材パルプ等の再資源化、ボード等の利用に加え、エネルギー利用を推進。
農作物非食用部（約1,400万トン）	約30%→約45%（すき込み除く） 約85%→約90%（すき込み含む）	・肥飼料利用に加え、エネルギー利用を推進。
林地残材（約800万トン）	ほとんど未利用 → 約30%以上	・製紙原料・ボード等利用からエネルギー利用までのカスケード利用を推進。
資源作物	ほぼゼロ→40万炭素トン	・資源作物や微細藻類等からのバイオ燃料生産技術の開発等を推進。

※カッコ内は年間発生量。黒液、製材工場等残材、林地残材は乾燥重量。他のバイオマスは湿潤質量。

参考文献

２．６　バイオマス発電の現状と将来見通し

(1)農林水産省バイオマス活用推進会議．バイオマスをめぐる現状と課題．平成 24 年 2 月 2 日
http://www.maff.go.jp/j/biomass/b_kenntou/01/pdf/1_1.pdf

(2)独立法人行政新エネルギー・産業技術総合開発機構．NEDO 再生可能エネルギー技術白書～新たなエネルギー社会の実現に向けて～．平成 22 年 7 月
http://www.nedo.go.jp/content/100116323.pdf

(3)国立研究開発法人　新エネルギー・産業技術総合開発機構．バイオマスエネルギー導入ガイドブック（第４版）
http://www.nedo.go.jp/content/100859993.pdf

(4)総合資源エネルギー調査会．長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告．2015 年
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/009/pdf/009_06.pdf

(5)経済産業省資源エネルギー庁 NewsRelease、平成 27 年 3 月 19 日
http://www.meti.go.jp/press/2014/03/20150319002/20150319002.pdf

(6)荒木由季子．バイオマス利活用への技術開発、バイオマスエネルギー利用技術開発について．新政策．vol．19，no．9，pp.52-53，2004
http://drive.google.com/file/d/0B4A1u0OZQGOhR0RScXlNclhxYjg/view

(7)資源エネルギー庁．長期エネルギー需給見通し関連資料．平成 27 年 7 月
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf

２．７　廃棄物発電の現状と将来見通し

２．７．１　廃棄物発電の仕組み、位置付け[(1)(2)]

「廃棄物発電」は、廃棄物エネルギーを利用した発電の総称であるが、特に、「廃棄物焼却に伴い発生する高温燃焼ガスによりボイラで蒸気を作り、蒸気タービンで発電機を回すことにより発電するシステム」を指すことが多い。

廃棄物には、一般的に厨芥や紙などのバイオマス成分が含まれるため、廃棄物発電は再生可能エネルギーであるバイオマス発電の 1 つと言える。ただ、バイオマス成分だけでなくプラスチックや合成繊維などの化石燃料由来のものも併せて焼却されることが普通であるため、厳密にはすべてを再生可能エネルギーと考えることはできない。

しかし、逆にこれら化石燃料由来（廃プラスチックなど）の成分を廃棄物発電として利用することは、 本来なら廃棄される不要物で発電を行い貴重な燃料を節減できるわけで、これは、省エネルギーあるいは石油代替エネルギーともいえ、 温暖化対策とエネルギーセキュリティ上有効な手段といえる。

廃棄物発電の特徴として、①焼却処分に伴うエネルギーを利用するため、化石燃料の使用が削減され、CO_2 の新たな発生を抑制できる、②他の新エネルギーと比べて供給の安定性が高い、③廃棄物焼却施設は都市あるいはその近傍に設置されているため、小規模ではあるが電力需要地に直結した分散型電源と言える等が挙げられる。

２．７．２　廃棄物発電の技術開発[(2)]

（１）廃棄物発電技術の種類

廃棄物発電技術の種類は、「燃焼方式」と「ガス化方式」に大別される。「燃焼方式」は更に、「従来型発電方式」、「RDF 発電方式」、「複合型発電方式（リパワリング方式)」に分類され、「ガス化方式」は更に、「ガス化溶融発電方式」、「ガス変換発電方式」に分類される。

【燃焼方式】

- 従来型発電方式（ストーカ炉、流動床炉）→次世代型ストーカ等発電方式
- 複合型発電方式（リパワリング方式)
- RDF 発電方式

【ガス化方式】

- ガス化溶融発電方式→同左の高効率化
- ガス変換発電方式　→同左の高効率化

廃棄物の燃焼ガス中には、塩化水素等が多く含まれており、蒸気温度が高温になるとボイラーの金属腐食が発生しやすくなる。したがって、一般的な火力発電所に比べてボイラーの蒸気温度を低く抑える必要があり、発電効率も低くなるが、焼却技術等の向上に伴って、徐々に蒸気の高温高圧化が進んでいる。

廃棄物発電技術は、①発電効率の改善や、②ダイオキシン類の排出抑制、そして③焼却灰の減量化といった課題を解決するため、順次開発が進められてきた。

（２）各発電方式の特徴

「従来型発電方式」は、廃棄物を加工しないで焼却炉で完全燃焼して、ボイラー、蒸気タービンを介して発電する方式で、 廃棄物発電の現在でも主流となっている方式である。「RDF 発電方式」は、廃棄物を固形化燃料（RDF：Refuse Derived Fuel）として加工し、輸送・貯蔵後、集中的にボイラー、蒸気タービンにより発電する方式である。自治体などの規模が小さくて単独では発電が困難な場合に適用される方式である。RDF 方式は、導入当初将来が期待されたが、 初期プラントのトラブルなどもあり、その後導入は進んでない。「複合型発電方式（リパワリング方式）」は、従来型発電方式とガスタービンとを組合せたものである。焼却ボイラーで発生した蒸気を、 クリーン燃料利用のガスタービン燃焼排ガス部分で過熱して蒸気温度を上げ、 全体として発電効率向上あるいは出力増大をねらう方式である。本方式は、高効率化と大容量化に適しているが、別途燃料を使う必要があることから、その後の導入は進展していない。

「ガス化方式」は、1990 年ごろから開発・実用化され、特に近年採用が増えてきた。「ガス化溶融発電方式」は、廃棄物を低温度でガス化（乾留）し、その後高温燃焼部で燃焼と灰の溶融まで行う。発電は燃焼に伴うボイラー、タービン方式が採用される。近年採用の多いガス化方式の大部分がこの方式である。「ガス変換発電方式」は、廃棄物の低温度のガス化までは、ガス化溶融と同じであるが、その後更に高温ガス化あるいは改質部を設けて完全にガス化し、 発電はガスエンジンあるいは燃料電池で行う。本技術は、小規模でも発電効率が低下しない特性から、 小規模用をねらったものであるがいまだ事例は少ない。

図２．７－１，２，３に、「従来型発電方式」、「ガス化溶融発電方式」、「ガス変換発電方式」の各発電方式のしくみと特徴を示す。

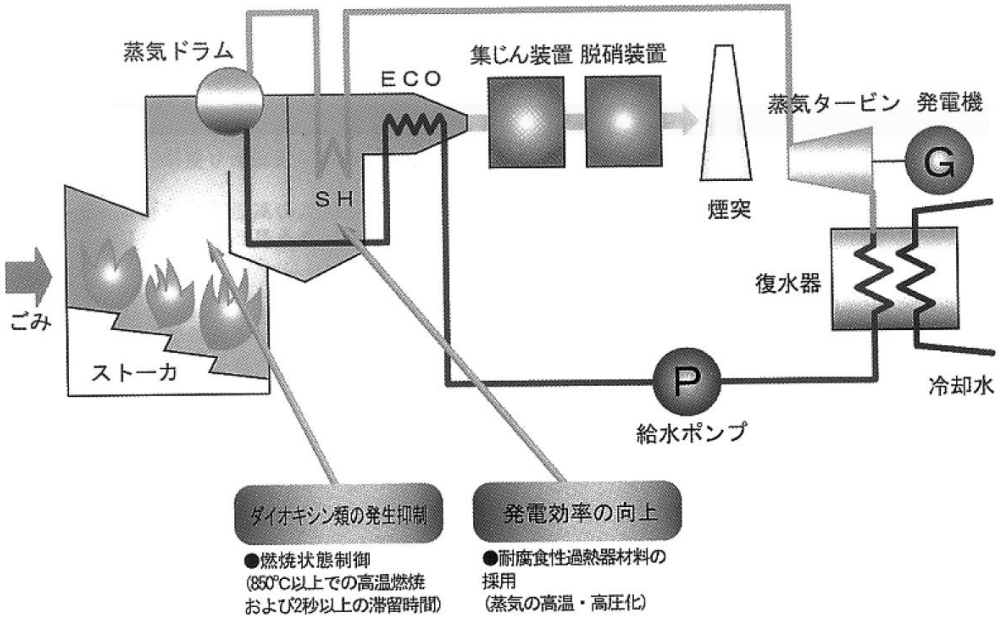


図２．７－１　従来型発電方式（ストーカ炉の場合）の事例（NEDO カタログより）[3]

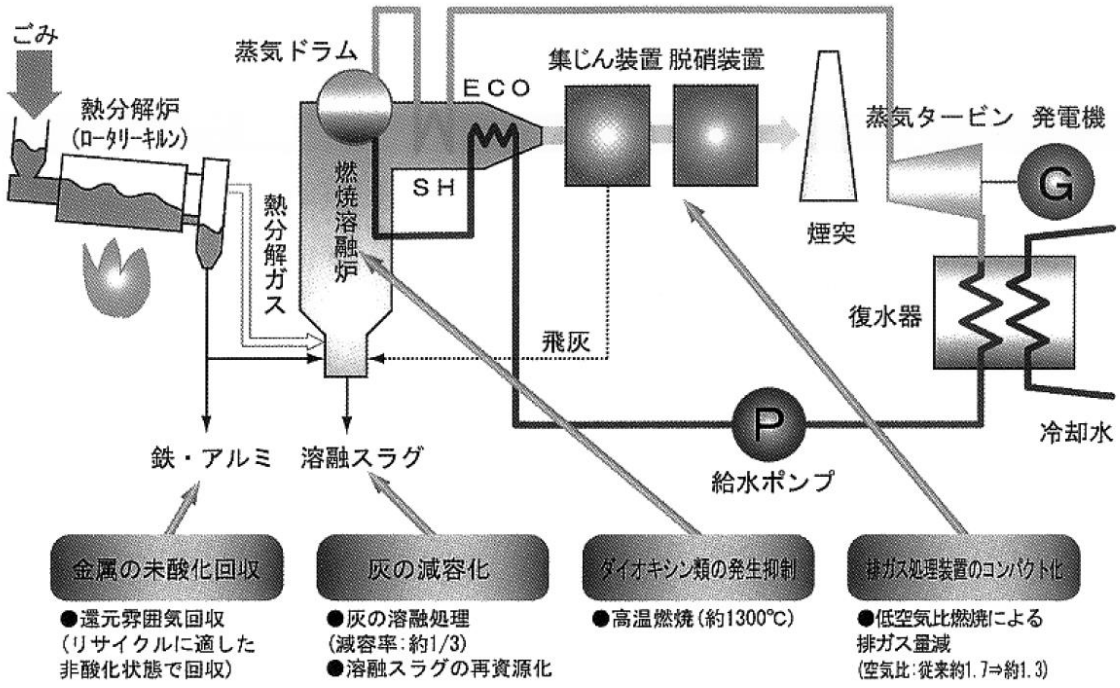


図２．７－２　ガス化溶融発電方式の事例（NEDO カタログより）[3]

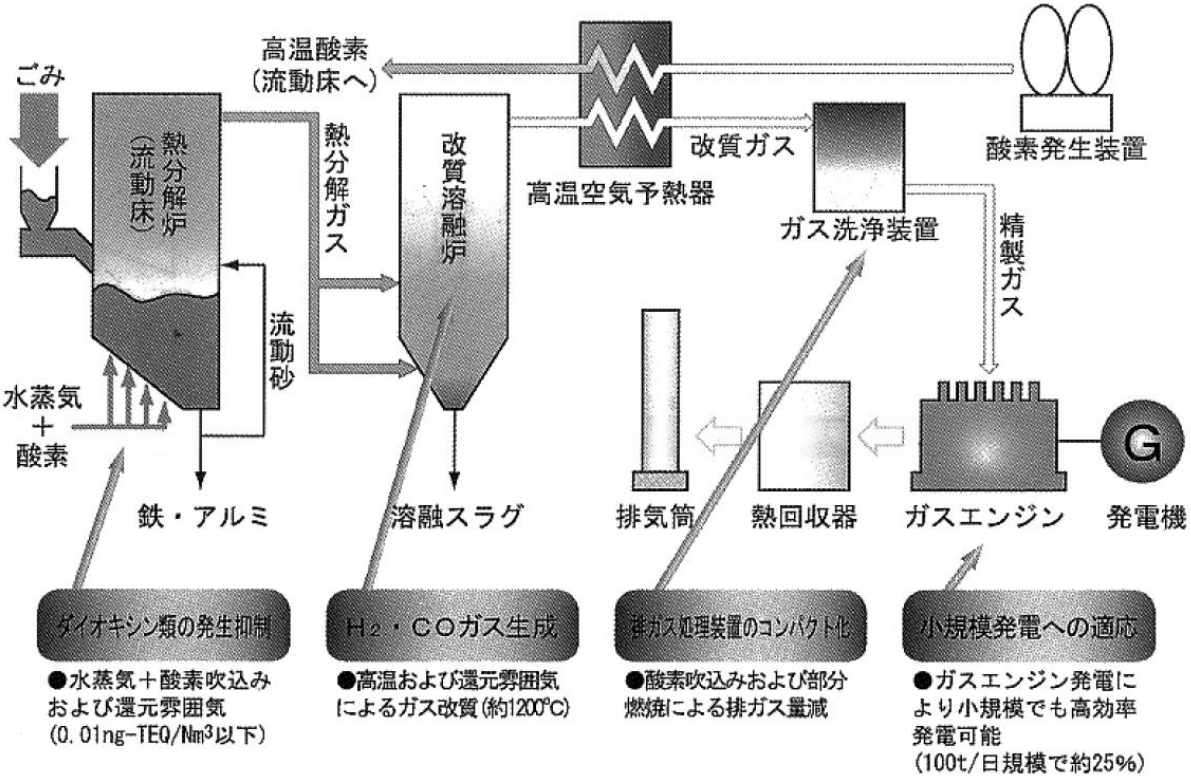


図２．７－３　ガス変換発電方式の事例（NEDO カタログより）[3]

（３）産業廃棄物発電

エネルギー多消費型産業であるパルプ・紙製品・セメント・化学製造企業では、使用エネルギーコストと廃棄物処理費用削減のために、早い時期から自社工場用に産業廃棄物発電と蒸気供給を実施している。これらの発電施設では、製造副産物、廃棄物であるパルプ黒液や端材、廃タイヤや廃プラスチック、化学反応時の廃ガスや有機汚泥などを燃料として利用している。また、近年では自動車・タイヤ・製鉄製造業や産業廃棄物処理業も、自社工場給電用の産業廃棄物発電を開始している。

いくつか具体例を挙げる。茨城県の鹿島共同再資源化センターでは、鹿島工業団地からの多種廃棄物をキルン+ストーカ型プラント（100t/24h×2 炉）で処理しているが、2001 年からは抽気復水タービン 3MW で発電を行い、電力を電力会社へ逆送することが認められた。また、東京スーパーエコタウンでは、2007 年より廃プラスチックと医療系廃棄物を処理する流動ガス化炉（275t/24h×2、23MW）が稼働しており、廃熱を利用して 23MW の発電を行い、余剰分を売電している。

図 2.7-4 は、2003 年に苫小牧市で竣工した、世界初の廃プラスチック専焼発電所（蒸気発生量 180t/h×2、400℃・6.2MPa、74MW）のしくみである。同施設では、性質の異なるプラスチック廃材を適切に混合することで、常に一定の燃焼状態を作り出し、電力の安定供給に努めている。また、ボイラ温度を 850℃以上に保つことで、ダイオキシン類の生成を抑えている。発電効率は最大で 27.1%と、他の廃棄物発電と比較して高い水準にある。出力 74MW は、23,000 世帯の消費電力に相当する。

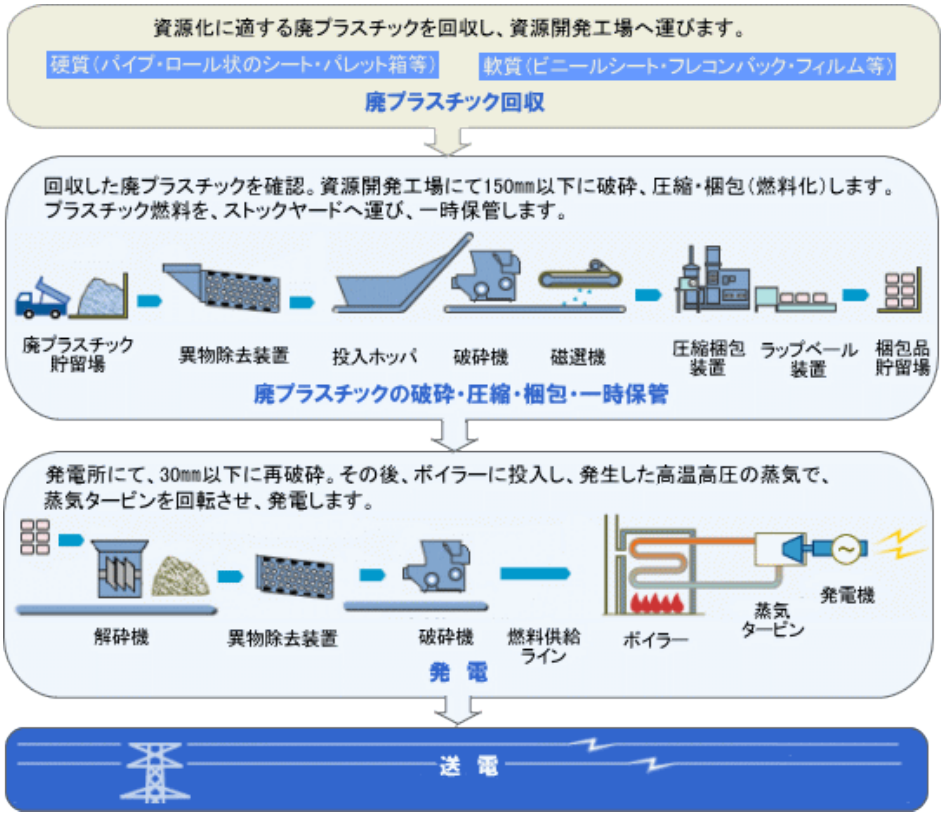


図２．７－４　廃プラスチック専焼サーマルリサイクル発電所

出展：㈱サニックスＨＰ（4）

各発電方式の個々の技術については、以下の報告書等に詳しく記載されており、ここでは割愛する。

○財団法人　エネルギー総合工学研究所
「新エネルギーの展望　廃棄物発電　1995 年 3 月」
「新エネルギーの展望　廃棄物発電（その 2）　1996 年 3 月」
「新エネルギーの展望　廃棄物発電（その 3）　1999 年 3 月」
「新エネルギーの展望　廃棄物発電（その 4）　2003 年 3 月」
○独立行政法人　新エネルギー・産業技術総合開発機構
「NEDO 再生可能エネルギー技術白書　2010 年 7 月」
「NEDO 再生可能エネルギー技術白書　第 2 版　2013 年 12 月」
○環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部廃棄物対策課
「高効率ごみ発電施設整備マニュアル　2009 年 3 月」
「エネルギー回収型廃棄物処理施設整備マニュアル　2014 年 3 月」
○一般財団法人　日本環境衛生センター　公益財団法人　廃棄物・３Ｒ研究財団
「平成 26 年度廃棄物発電の高度化支援事業委託業務報告書　2015 年 3 月」
○一般社団法人　廃棄物処理施設技術管理協会
廃棄物処理施設技術管理者中央研究集会　各年度の講演資料

２．７．３　廃棄物発電開発の現状（5）

（１）廃棄物処理の現状

環境省統計によれば、平成 25 年度の一般廃棄物総排出量は約 4,487 万 t（図 2.7-5）であり、平成 12 年度をピークに排出削減が進んでいる。また、廃棄物処理の状況（平成 25 年度）については、中間処理量のうち直接焼却率が 79.8%、直接最終処分率が 1.3%、リサイクル率が 18.9% となっており、焼却率の高さが大きな特徴となっている（図 2.7-6）が、この直接焼却率についても平成 15 年度をピークに削減が進んでいる。

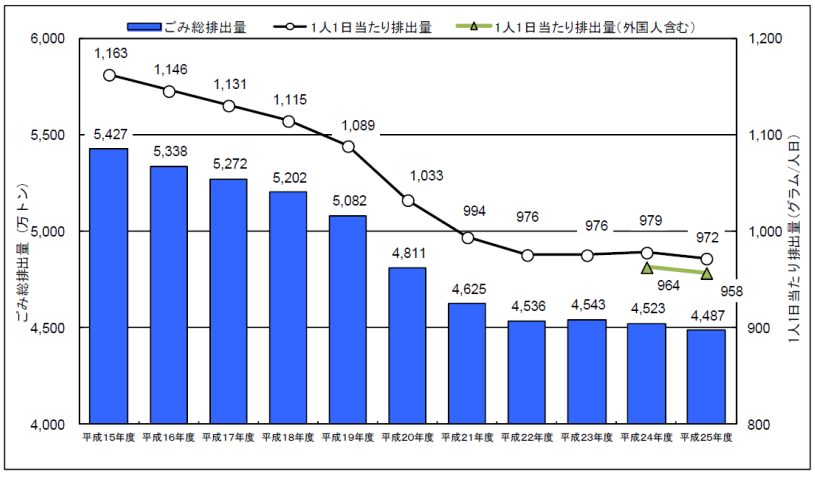


図２．７－５　一般廃棄物総排出量の推移
出展：環境省（5）

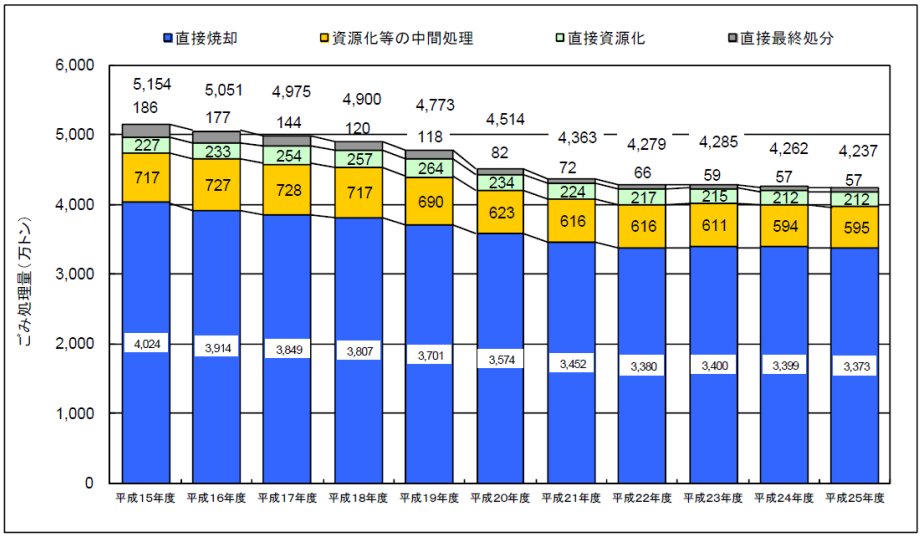


図２．７－６　一般廃棄物総処理量推移

出展：環境省（5）

（２）一般廃棄物焼却施設における廃棄物発電の現状

環境省統計によれば、平成 25 年度末現在、全国市町村の一般廃棄物焼却施設は 1,172 施設で、徐々に減少してきている。そのうち発電を行っている施設は、全体の約 28.0% に当たる 328 施設であり、こちらは近年増加傾向にある（図 2.7-7）。平成 25 年度の総発電能力は 1,770MW、平均発電効率は 12.03% 、総発電量は 7,966GWh/年（図 2.7-8）であり、これは約 240 万世帯分の年間電力使用量に相当している。

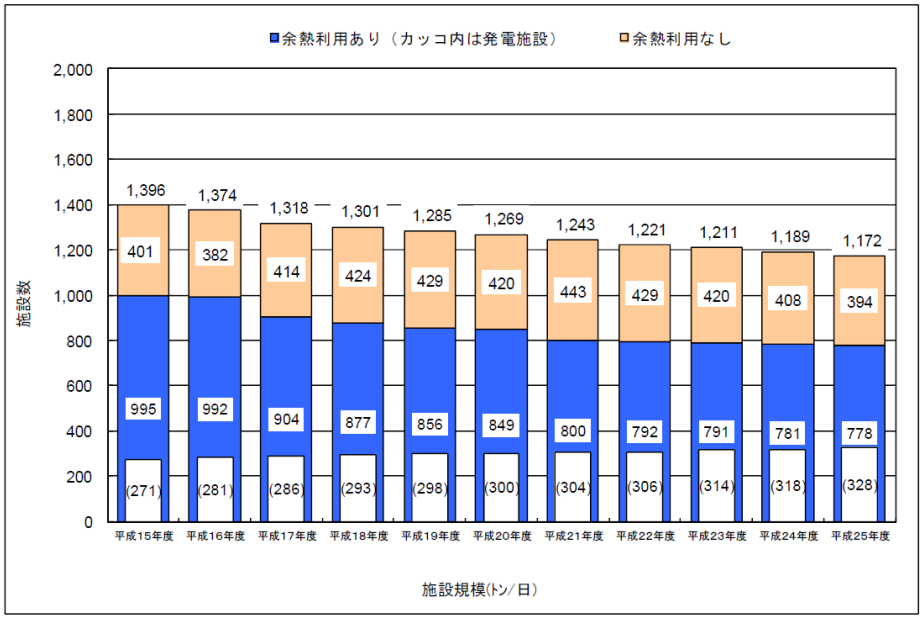


図２．７－７　一般廃棄物焼却施設の余熱利用の推移

出展：環境省（5）

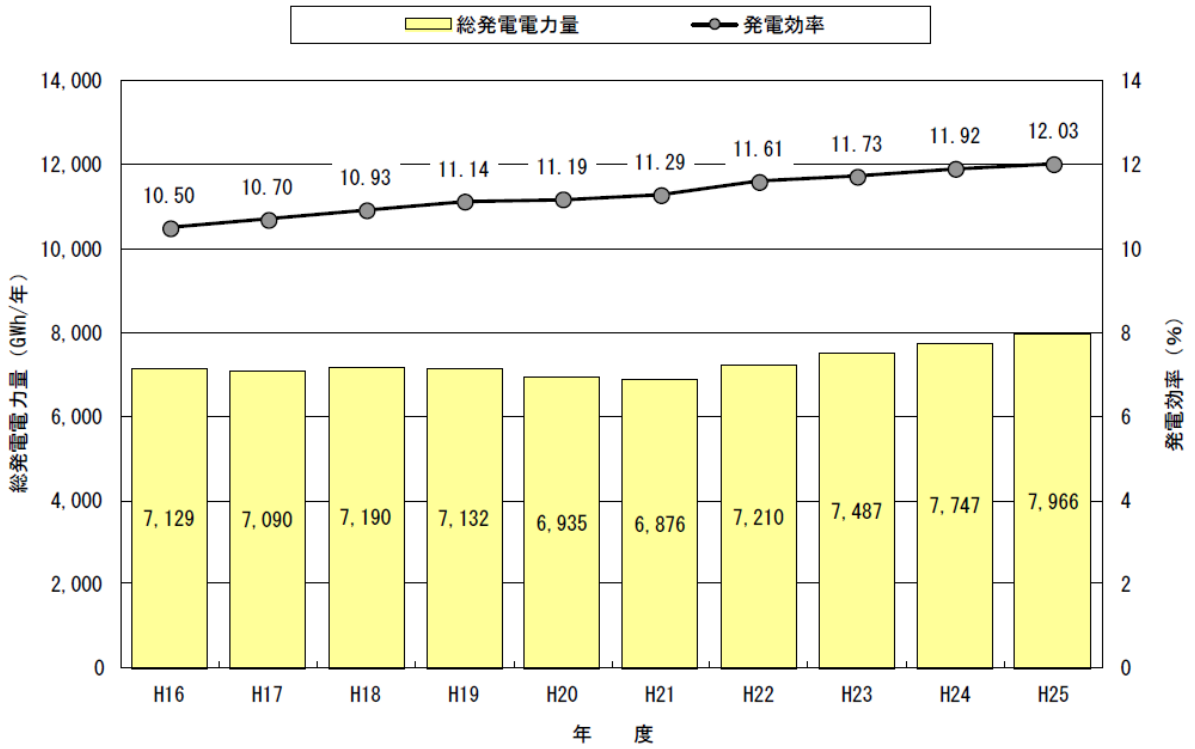


図２．７－８　総発電電力量と発電効率の推移

出展：環境省 日本の廃棄物処理 平成 25 年度版（7）

発電を行っている施設の発電能力別の施設数は図 2.7-9 に示す通りであるが、出力 1、000～2、000kW 未満の比較的小規模な発電設備を有する施設が最も多い。また、発電効率別の施設数は図 2.7-10 に示す通りであるが、発電効率が 20%を上回る施設はいまだに 16 施設にとどまる。

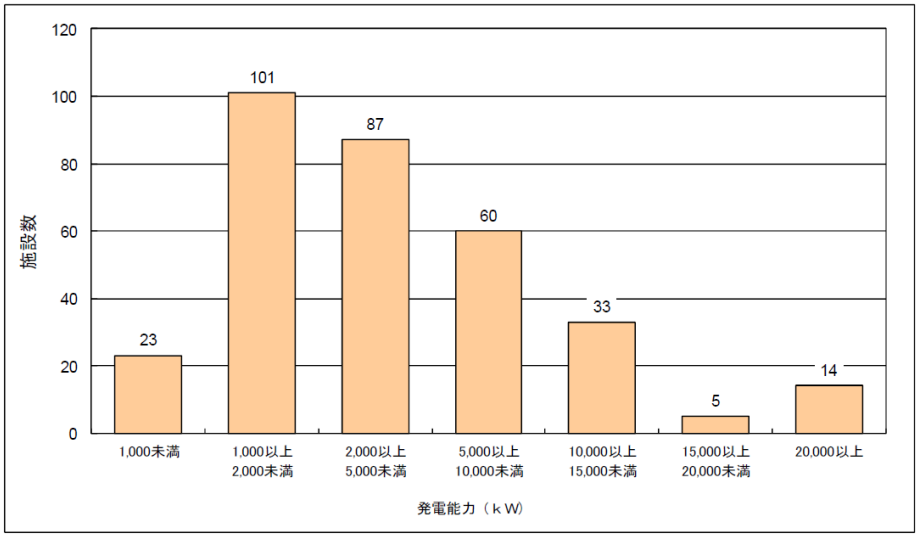


図２．７－９　一般廃棄物焼却施設の発電能力別の施設数　出展：環境省（5）

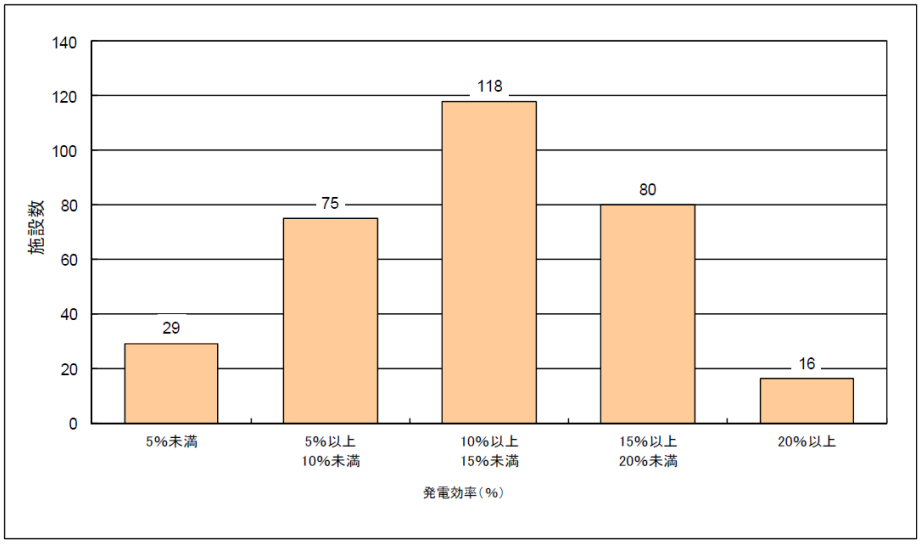


図２．７－１０　一般廃棄物焼却施設の発電効率別の施設数　出展：環境省（5）

最後に、各都道府県における一般廃棄物焼却施設の年間処理量と年間可能発電電力量から､廃棄物処理量当りの発電電力量を比較すると図 2.7-11 に示す通りとなる。地域でばらつきが大変大きく、廃棄物発電の整備水準は地域差が著しいことがわかる。

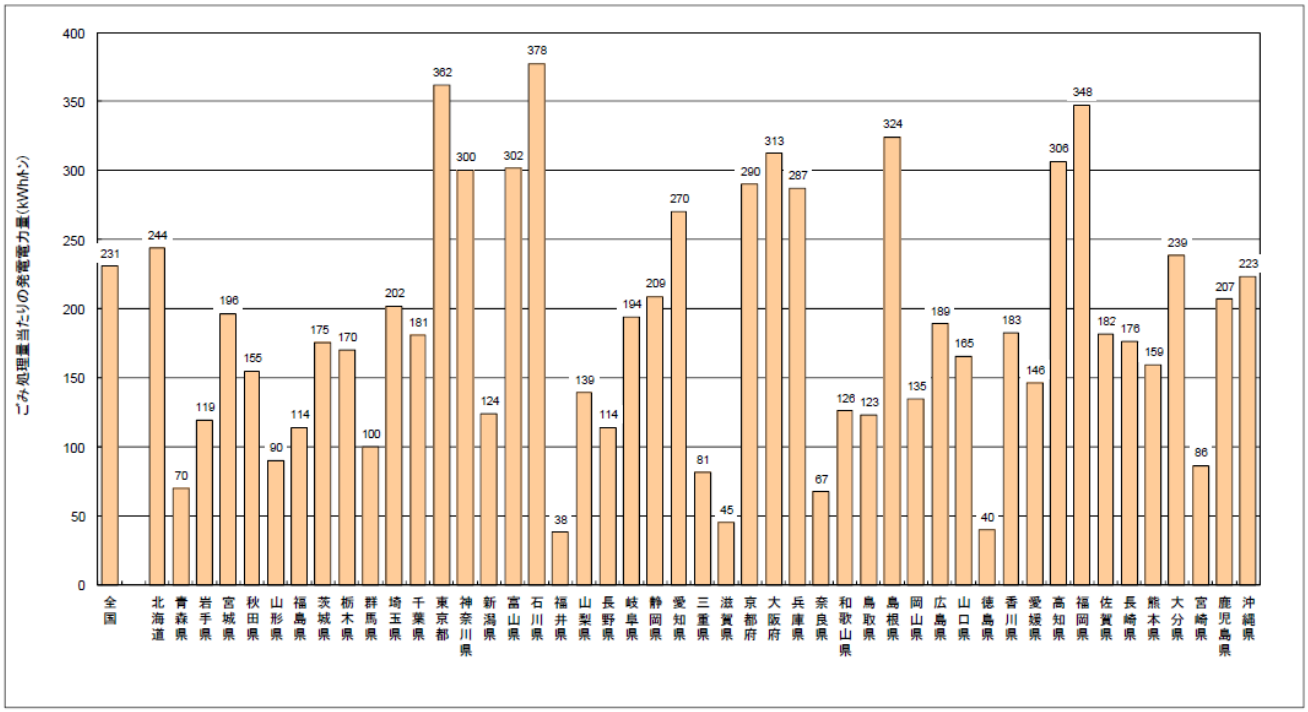


図２．７－１１　都道府県別の廃棄物処理量当りの発電電力量　出展：環境省（5）

２．７．４　廃棄物発電導入促進に向けた国の施策[1]

（１）循環型社会形成推進交付金

環境省は、2005 年度に「循環型社会形成推進交付金」（以下、「交付金」）を創設し、市町村等が策定する「循環型社会形成推進地域計画」に位置づけられた廃棄物処理施設等の整備に対して、原則として対象事業費の 1/3 を交付している。廃棄物発電の推進を図るため、2009 年度から 2013 年度まで、高効率な廃棄物発電施設を整備する事業において、高効率発電に必要な設備に限って交付率を対象事業費の 1/2 とするメニューが追加されている。交付要件としては、①発電効率が施設規模ごとの交付要件（発電効率 12～25% 以上）を満たすこと、②施設の長寿命化のための施設保全計画を策定すること、③各都道府県で策定されている「ごみ処理広域化計画」に基づき、ごみ処理の広域化・集約化について検討を行うことなどが挙げられている。

なお、2014 年度以降、環境省は「高効率エネルギー利用」及び「災害廃棄物処理体制の強化」の両方に資する包括的な取組を行う施設に対して、交付率 1/2 の交付対象を重点化している。このうち「高効率エネルギー利用」に関しては、「従前の高効率ごみ発電施設よりも、さらに先進的な高効率エネルギー利用（ごみ発電、メタン回収、熱供給、省エネ等）を実現する施設」を、交付率 1/2 の交付対象とするとしている。

（２）廃棄物熱回収施設設置者認定制度

2010 年 5 月に「廃棄物の処理及び清掃に関する法律」（昭和 45 年法律第 137 号、以下「廃棄物処理法」）の一部が改正され、廃棄物熱回収を促進するため、廃棄物熱回収施設設置者認定制度が創設された（2011 年 4 月施行）。同制度は、廃棄物処理法に基づく一般廃棄物又は産業廃棄物処理施設であって、熱回収施設を設置している者（市町村を除く）は、環境省令で定める基準への適合について、都道府県知事等の認定を受けることができるとするものである。認定を受けることで、廃棄物を保管できる日数が 21 日まで認められること、廃棄物処理法に基づく定期検査の義務が免除されること等のメリットがある。

（３）再生可能エネルギーの固定価格買取制度

2012 年 7 月に「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」（平成 23 年法律第 108 号）が施行され、再生可能エネルギー源（太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス）を用いて発電された電気を、国が定める固定価格で一定の期間電気事業者に調達（買取）を義務づける、固定価格買取制度（Feed-in Tariff:FIT）が開始された。FIT において、廃棄物発電はバイオマス発電の 1 つとして位置づけられ、設備認定の対象となっている。「一般廃棄物その他のバイオマス」の 2016 年度の調達価格（買取価格）は、1kWh 当たり 17 円＋税、調達（買取）期間は 20 年間である。2015 年 3 月末現在、全国で 68 施設が認定されており、そのうち 30 施設が運転開始している。認定出力は、約 297MW（そのうち運転開始した施設

の出力は約 100MW）となっている。FIT において、廃棄物発電がバイオマス発電の一類型として取り扱われたことで、再生可能エネルギーとしての位置づけがより明確となった。また、売電収入の増加や長期にわたる収入の確保など、廃棄物発電の事業者にとって FIT のメリットは大きいとされる。一方、廃棄物発電のうち FIT の適用対象となるのは、バイオマス分のみであることから、発電事業者は毎月バイオマス比率を算定する必要がある。バイオマス比率の算定には廃棄物の組成分析が必要となり、多大な労力とコストがかかると指摘されている。また、廃棄物発電は施設規模によって発電単価が大幅に異なり、規模の小さい施設では単価が高くなる。こうした事情を踏まえ、コスト面で不利な小規模な施設でも FIT に参加しやすくなるよう、発電規模に応じた調達区分を設けるべき等の意見も出ている。

２．７．５　廃棄物発電開発の将来見通し[(6)(7)]

（１）廃棄物発電の国の導入目標等

廃棄物発電は、環境整備事業の中でのエネルギー有効利用として近年注目度が高まっている。従来の環境問題への対応だけでなく、エネルギー需給構造の改善の観点から未利用エネルギーの有効利用として位置付けられ、平成 6 年 12 月の「新エネルギー導入大綱」では平成 22 年には 500 万 kW の導入目標が、その後、平成 13 年 6 月の総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会で平成 22 年度の廃棄物発電の導入目標を 417 万 kW（内、一般廃棄物 207 万 kW、産業廃棄物 210 万 kW）に、と新エネルギーの中でも最大規模の目標を掲げた。その設定の背景には、廃棄物処理に占める焼却処理割合の高さ（約 80%）、未利用廃棄物エネルギーの有効活用、潜在能力（約 940 万 kW）、更に利用技術完成度の高さ等が評価されたものと考えられる。一方、環境省は、平成 20 年 3 月に閣議決定された廃棄物処理施設整備計画において、当時の廃棄物焼却施設の総発電能力が約 163 万 kW であるとして、これを平成 24 年には約 250 万 kW とする目標を定めた。この実現を目指し、（２．７．４（１）記載の通り）平成 21 年度から平成 25 年度までの時限措置として、廃棄物分野での更なる温暖化対策を推進するため、焼却処理に伴い生じるエネルギーの有効利用を行う高効率な廃棄物発電施設について、交付率 1/2 の積極的な拡充支援を実施してきた。しかしながら、現状の導入量は平成 24 年度末の実績で 175.4 万 kW であり、目標を大きく下回っていた。このため、平成 25 年 5 月に閣議決定された廃棄物処理施設整備計画においては、目標を総発電能力から発電効率へ切り替えるとともに、拡充支援策として、平成 26 年度から平成 30 年度までの時限措置として、発電効率に熱利用率を加えたエネルギー回収率が一定の基準を満たす施設に対して交付率 1/2 とするように、一部内容を変更して継続されている。

また、平成 23 年 3 月 11 日に発生した東日本大震災とそれに伴う原子力発電所事故により、原子力発電に大きく依存したエネルギー政策は抜本的な見直しを余儀なくされて戦略策定の基本理念として新たな分散型のエネルギーシステムを実現することが決められ、平成 25 年 6 月に再編成された総合資源エネルギー調査会基本政策分科会において、再生可能エネルギーを大幅に導入する方向でエネルギー基本計

画の見直しが進められ、平成 26 年 4 月に閣議決定された新しいエネルギー基本計画において「2013 年から 3 年程度、導入を最大限加速し、その後も積極的に推進」と位置付けられ、「廃棄物処理における熱回収を、経済性や地域の特性に応じて進めていくことも重要である」とされ、導入促進の方向が示された。

（2）廃棄物発電の導入促進・普及

廃棄物発電の導入促進・普及はあくまで、現在ある廃棄物処理施設のスクラップ・アンド・ビルド、あるいは、新増設の時期に高効率設備を導入することであるが、導入促進の大前提となる廃棄物発電の発電効率の向上には、①「エネルギー回収技術の種類や効率等」の技術的要素のほかに、②「焼却対象物の性状（ごみ質（低位発熱量））」や「施設規模」といった社会的要素が関係しており、これらの諸要素に総合的に取り組んでいくことが必要である。

このうち、技術的要素については、たとえば環境省策定の 2009 年３月の高効率発電施設整備マニュアルや、2014 年３月のエネルギー回収型廃棄物処理施設整備マニュアル等により、新たな技術等の紹介、交付金政策による導入促進が図られているが、先進的な取り組みを進める施設の実績等が必ずしも広く共有されているとはいえず、今後の施設整備や改良工事等を予定する市町村等に対して、積極的な情報提供が必要である。また、個々の施設の技術改善、効率向上だけでなく、複数の施設で発電ネットワークを形成することにより、廃棄物発電電力をより大規模かつ安定的に供給する考え方もあり、そうした取り組みのメリットや課題を整理して情報提供することも重要である。

焼却対象物については、循環型社会形成推進基本法に基づく 3R 政策の基本的理念（廃棄物等の発生抑制、再使用、再生利用、熱回収の順にできる限り循環的な利用を行う）のもと、焼却せざるを得ないごみについて、焼却時に高効率な発電を実施し、回収エネルギー量を確保することとされており、市町村等毎に定められた分別収集区分に基づいて焼却施設に搬入される一般廃棄物が基本である。

施設規模については、より大規模であるほど発電導入に係る費用対効果が高く、発電効率も高いとされているが、我が国の焼却施設の約半数が 100t/日未満の施設となっており、諸外国と比較して大規模化による発電効率の向上が課題と言われている。施設の大規模化に向けては、かねてよりごみ処理の広域化を通した施設の集約化を図っていくこととされており、循環型社会形成推進交付金では、原則として、ごみ処理の広域化に伴い、既存施設の削減が見込まれることをエネルギー回収型廃棄物処理施設（交付率 1/2）の交付要件の一つとされている。こうした諸施策により、施設の集約化促進による大規模化については、引き続き、廃棄物処理施設整備計画に則って促進していくこととされているところである。

参考文献

２．７廃棄物発電の現状と将来見通し

(1) 鈴木良典：廃棄物発電の現状と課題、国立国会図書館調査及び立法考査局農林環境課、2014 年 5 月
http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_8656396_po_076003.pdf?contentNo=1&alternativeNo=

(2) 小川紀一郎：特集　新エネルギーの技術動向　8.廃棄物発電、電気設備学会誌、第 27 巻、2007 年 8 月号

(3) エネルギー総合工学研究所：新エネルギーの展望　廃棄物発電（その４）－次世代型廃棄物発電－、2003 年 3 月
http://www.iae.or.jp/wp/wp-content/uploads/2014/09/2002-1.pdf

(4) 株式会社サニックスのホームページ：プラスチック燃料を利用した発電、循環型発電システムの流れ
http://sanix.jp/evr_resource/generation/

(5) 一般廃棄物の排出及び処理状況等（平成 25 年度）について、環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策本部廃棄物対策課
https://www.env.go.jp/recycle/waste_tech/ippan/h25/data/env_press.pdf

(6) 廃棄物発電システムの導入促進に関する提言、新エネルギー産業会議、2015 年 3 月
http://www.nef.or.jp/introduction/teigen/te_h27_02.html

(7) 環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策部廃棄物対策課：日本の廃棄物処理平成 25 年度版
https://www.env.go.jp/recycle/waste_tech/ippan/h25/data/disposal.pdf

2.8　研究開発途上の再生可能エネルギー（海洋エネルギー、高温岩体発電）の現状と将来見通し

2.8.1 海洋エネルギー

波力発電や潮汐発電などの歴史は古く，これまでに多くの検討が行われてきた。2011 年に発生した東日本大震災による福島第一発電所の事故以降，多様な発電方式の一つとして再生可能エネルギーの活用が求められるようになってきている。また，再生可能エネルギーは CO_2 排出削減対策のひとつとしても注目されるようになり，IPCC（Intergovernmental Panel on Climate Change）でも Special Report(2012)[(1)]として取り上げられ，海洋エネルギーは Chapter 6 Ocean Energy として記載されている。海洋再生可能エネルギーの利用の実現に関する検討や，国内に適用する場合の技術的な課題やコストの比較などについては，船舶海洋工学会の研究委員会報告書(2011) [(2)]や，池野(2011)[(3)]などにより取りまとめられている。近年，国内での海洋エネルギー利用を目指し，新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO ：New Energy and Industrial Technology Development Organization）などにより種々の発電方式について技術開発が進められ，国内での実証試験も計画されている。国内外を含めた海洋エネルギーの技術動向の詳細は，NEDO により「再生可能エネルギー技術白書」(2013)[(4)]として取りまとめれている。また，NEDO は，先行する国外での事例について，海洋エネルギーを導入する場合の環境や地域社会への影響についても調査(2015)[(5)]を行っている。本項では，主として NEDO の「再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(2013)[(4)]に基き，発電技術の動向について要約する。

2.8.1.1 各発電方式の概要

海洋エネルギーを用いた発電については，従来より種々の方法が提案されている（例えば，池野(2011)[(3)]，「再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(2013)[(4)]参照）。以下に，主な発電方式の概要を示す。このほかに，河川水と海水などの塩分濃度差がある液体を混合した際に生じるエネルギーを利用する濃度差発電なども研究されている。

(1) 波力発電

a)　発電方式の概要

波力発電は波のエネルギーを利用した発電システムで，主に振動水中型（図 2.8-1），可動物体型（図 2.8-2），越波型（図 2.8-3）の 3 種類に区分される。装置は海面または海中に浮遊させる浮体式と，沖合または沿岸に固定設置する固定式に分類される。海外では 50 種類以上の装置が提案され，欧米を中心に開発が進められている。

・振動水柱型

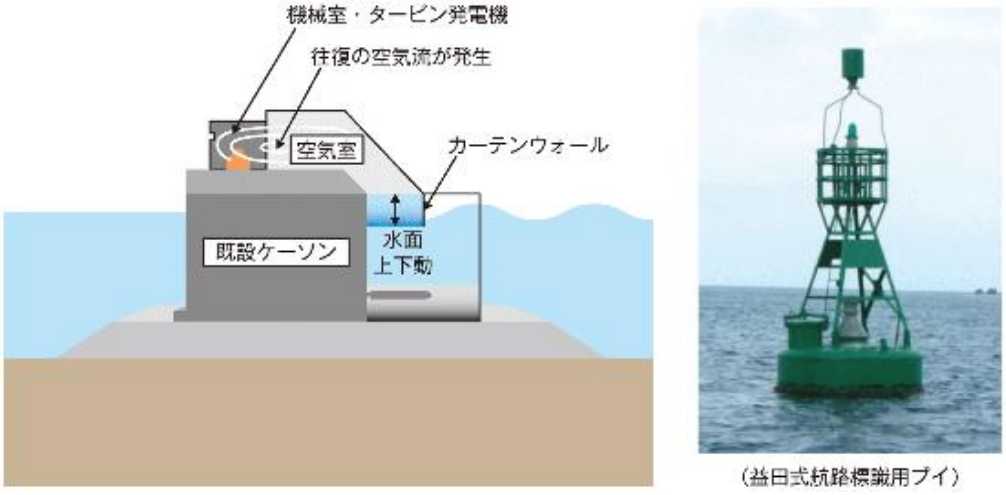


図2. 8−1 振動水柱型波力発電システム（左：固定式 右：浮体式）（4）

出典：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(三菱重工鉄構エンジニアリング資料，緑星社ホームページより NEDO 作成)

・可動物体型

（三井造船　波力発電装置）

（Pelamis　波力発電装置）

（Oyster 波力発電装置）

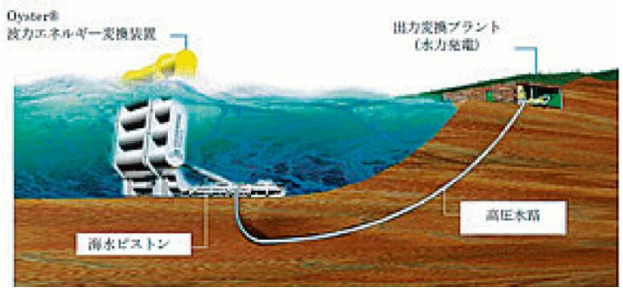


図 2.8-2 可動物体型波力発電システムの例[4]

出典：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(三井造船資料，Pelamis Wave Power 資料，Aquamarine Power 社資料)

・越波型

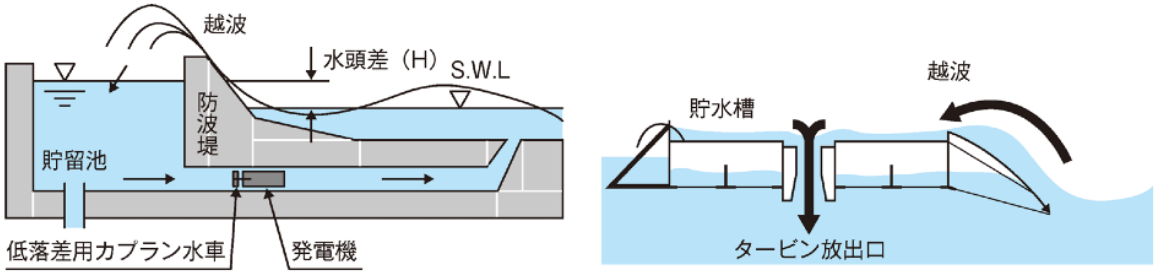


図 2.8-3 越波型波力発電システム（左：固定式 右：浮体式）[4]

出典：「NEDO再生可能エネルギー技術白書（第2版）」(「海洋資源利用に関する調査」（2006，海上技術安全研究所），Wave Dragon ApS ホームページより NEDO作成)

b)　システム・発電コスト

NEDO の「再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(2013)[4]では，英国でのコスト評価(2010)[6]を取りまとめ，試算を行っている。波力発電のシステム価格は，プレ実証プロジェクトの段階で 79～112 万円/kW 程度，実証プロジェクトの段階で 53～74 万円/kW 程度，商用プロジェクトの段階では 36～51 万円/kW 程度までコストダウンが進む。波力発電の発電コストは他の再生可能エネルギーと比較して高いが，試算では 2020 年には 28 円/kWh まで削減される。

c)　波力発電のポテンシャル

偏西風の影響により，北大西洋，北太平洋，南米の南部，南オーストラリアなどの大陸西岸域に波力エネルギーが大きい海域が存在する。

NEDO による海洋エネルギーのポテンシャルに関する調査(2011)[7]によれば，波力エネルギ

ーの賦存量（沖合 100km まで）は 195GW であり，これは 2010 年の大手電力会社 10 社の総発電容量（約 207GW）に相当する。ただし，日本の沿岸における波浪エネルギー密度は，平均して海岸 1m 幅当り平均 6～7kW であり、ヨーロッパの海岸 1m 幅当り平均 40kW と比較して小さく(高橋，1989)[8]，現状技術を想定した場合の発電可能量は 19TWh（年間電力需要の約 2%）と試算されている。

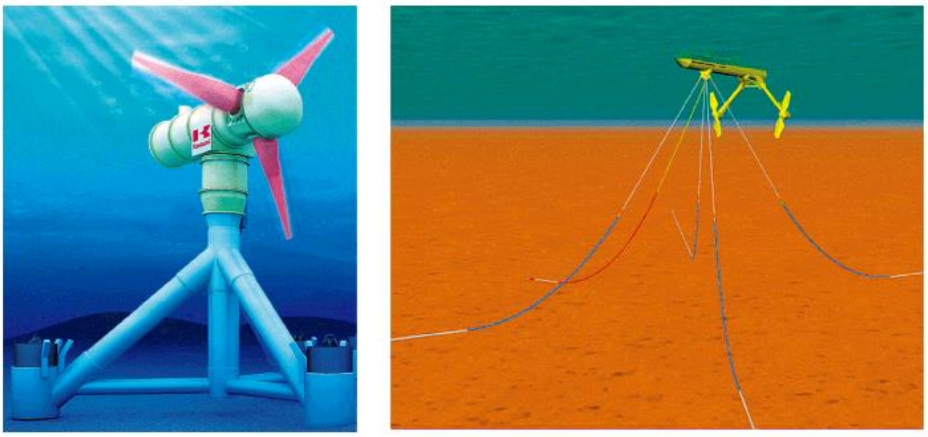
(2) 潮流・海流発電の概要

a) 発電方式の概要

潮汐による規則的な水位変動によって引き起こされる潮流は予測が可能であり，発電に利用する場合には信頼性の高いエネルギー源となる。潮流の流速は地形の影響が大きく，海峡や水道など流路の幅が狭い地点では速くなる。潮流発電では，図 2.8-4 のように海水の運動エネルギーをタービンの回転を介して電気エネルギーに変換する。回転軸の方向によって「水平軸型」と「垂直軸型」に分類され，現在は，水平軸型を採用するシステムが主流となっている。海外では英国などで潮流発電の開発が進んでおり，実証試験が盛んに行われている。なお，図 2.8-5 のように潮汐の水位差による位置エネルギーを使った発電は，「潮汐力発電」として潮流発電と区別される。

図 2.8-6 は水中浮遊式海流発電システムのイメージである。海盆規模の大循環流である海流は，季節などによって多少の変化はあるが，流速や流量，流路は大きくは変わらず，幅 100km，水深数 100m 程度と大規模で安定したエネルギー源である。海流は陸地から数 km 以上離れており水深が深いため，装置の設置や管理が難しいこと，送電距離が長くなることなど，実用化に向けて多くの課題が残されている。

・潮流発電



（水平軸・海底設置型）　（水平軸・浮体型）

図2. 8−4 潮流発電システムの設置形式（左：着定式 右：浮体式）（4）

出典：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(川崎重工業資料，Scotrenewables Tidal Power ホームページ)

・潮汐力発電

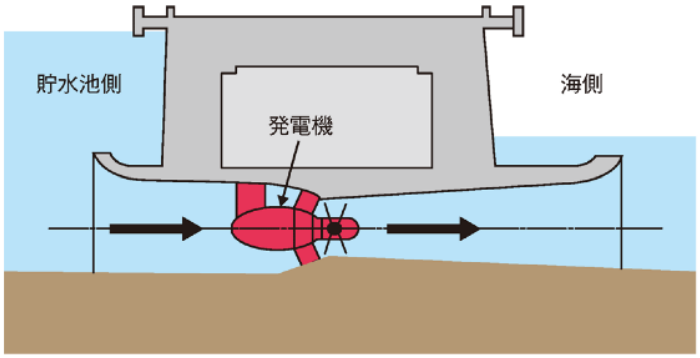


図2. 8-5 潮汐力発電システムの例（4）

出典：「NEDO再生可能エネルギー技術白書（第2 版）」(エネルギー総合工学研究所資料より NEDO作成)

・海流発電

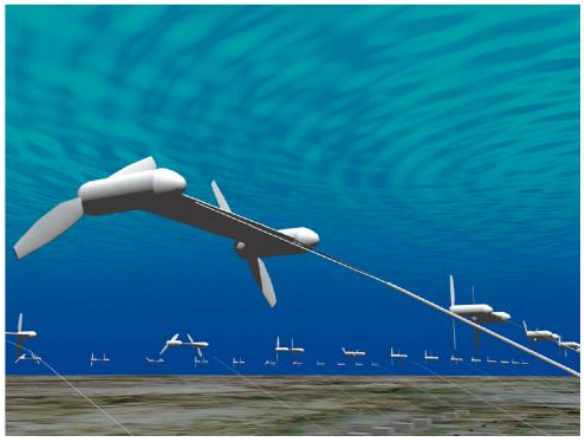


図2. 8-6 水中浮遊式の海流発電システム（4）

出典：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(IHI ホームページ)

b) システム・発電コスト

NEDO の「再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(2013)[4]では，英国でのコスト評価(2010)[5]を取りまとめ，以下のように試算している。潮流発電のシステム価格は，プレ実証プロジェクトの段階で 112～146 万円/kW，実証プロジェクトの段階で 46～56 万円/kW まで低減され，商用プロジェクトの段階では 42～43 万円/kW までコストダウンが進む。試算では，潮流発電のプレ実証プロジェクトの発電コストは 59～70 円/kWh，実証プロジェクトでは 23～32 円/kWh，2020 年には 23～26 円/kWh まで低減する。

c) 潮流・海流発電のポテンシャル

潮汐の水位変動の大きさと潮流の最強流速の関係は場所によって異なる。潮汐は大きいものの潮流が微弱な場所や，潮汐は小さいものの潮流が極めて強い場所など，潮流のポテンシャルは地域性が非常に強い。

NEDO による海洋エネルギーのポテンシャルに関する調査(2011)[7]では，各ポテンシャルは以下のように試算されている。国内の潮流エネルギーの賦存量は約 22GW であり，これは 2010 年の大手電力会社 10 社の総発電容量（約 207GW）の約 11%に相当する。ただし，実際の機器の設置や，導入に適した流速（1m/s 以上）を得られる地域などを考慮すると，現実的な導入量は約 1.9GW，発電可能量は 6TWh（年間電力需要の約 0.7%）となる。

また，国内の海流エネルギーの賦存量は約 205GW であり，実際の機器の設置や，導入に適した流速（水深 5m で 1m/s 以上）を得られる地域などを考慮すると，現実的な導入量は約 1.3GW，発電可能量は 10TWh（年間電力需要の約 1%）となる。

(3) 海洋温度差発電の概要

a) 発電方式の概要

海洋温度差発電（OTEC ：Ocean Thermal Energy Conversion）は，海洋の表層 100m 程度までの暖かい海水（26～30℃程度）と深層 600～1,000m に存在する冷たい深層水（1～7℃程度）の温度差を利用して発電するシステムである。海洋温度差エネルギーは，昼夜の変動がなく比較的安定したエネルギー源であり，季節変動が予測可能であるためベース電源として計画的な発電が可能となる。発電方式により，オープンサイクル，クローズドサイクル，ハイブリッドサイクルに分類される。

クローズドランキンサイクルを改良したウエハラサイクル（図 2.8-7）は，作動流体にアンモニアと水混合液を用いて 2 段階で発電するもので，作動流体の蒸発器と凝縮器に独特のプレート式熱交換器を用いる。理論的に世界トップレベルのサイクル熱効率と評価されている。

ハイブリッドサイクル（図 2.8-8）は，オープンサイクルの蒸発器に表層水を導入し，そこで得られた水蒸気を高温熱源として使うシステムであり，蒸発器の海水による汚染がなく，性能の低下が防げる。また，オープンサイクル同様，蒸発器から排出された水は飲料水として使えるため，淡水化技術の応用として考えられている。

また，深海から汲み上げられる海洋深層水は，発電以外にもさまざまな用途に活用でき，海水淡水化，海洋深層水による漁場造成，冷熱利用，リチウムなどの金属回収などが挙げられる（図 2.8-9）。

・ウエハラサイクル

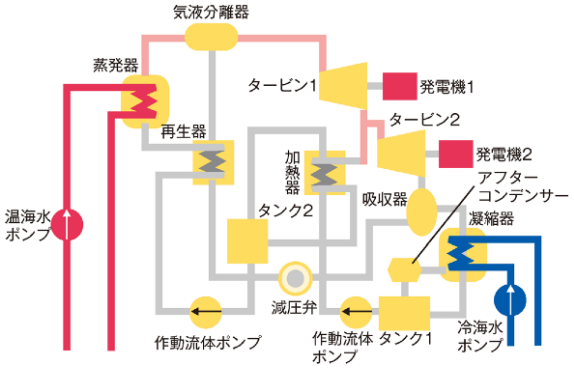


図2. 8-7 ウエハラサイクル システム図（4）

出典：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(佐賀大学海洋エネルギー研究センター資料より NEDO 作成)

・ハイブリッドサイクル

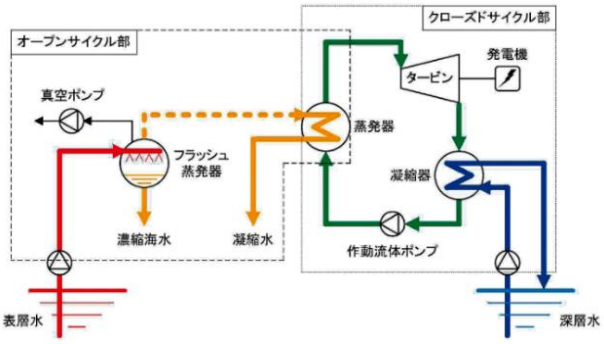


図2. 8-8 ハイブリッドサイクル海洋温度差発電の概念図（4）

出典：NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(佐賀大学海洋エネルギー研究センター資料より NEDO 作成)

・海洋深層水の複合利用

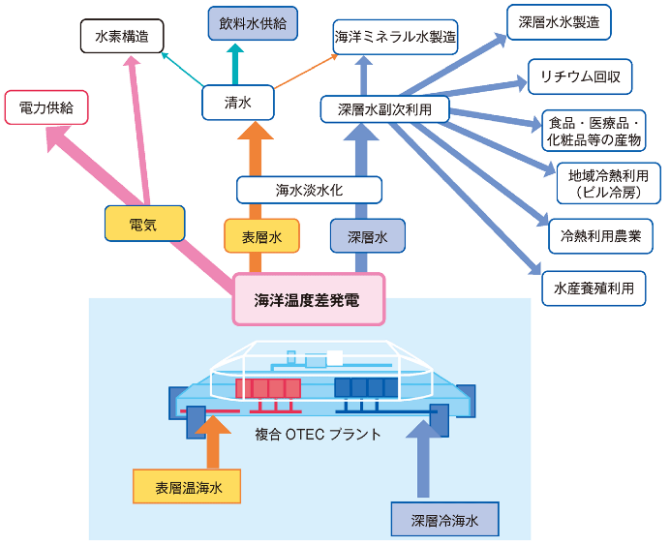


図 2.8-9 海洋温度差発電の複合利用[4]

出典：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(海洋政策研究財団ホームページより　NEDO 作成)

b)　システム・発電コスト

NEDO の「再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(2012)[4]では，海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J： Ocean Energy Association-Japan）の海洋温度差分科会が試算した海洋温度差発電の発電コストから，以下のように試算している。海洋温度差の発電コストは，数 100kW 以下の規模では，発電のみで経済性を成り立たせるのは難しく，海水淡水化技術や海洋深層水の利活用，リチウム回収などとの複合利用が望ましい。プラント規模が大きくなるほど発電コストは低減され，1MW プラントは約 50 円/kWh，10MW プラントでは約 20 円/kWh，さらに 100MW プラントでは約 10 円/kWh にまで低減される。経済性向上策として地域冷房などとの組み合わせも考えられる。

c)　海洋温度差発電のポテンシャル

海洋温度差発電では，経済性を成立させるために平均的に 20℃程度の温度差が必要とされている。海の表層と深層 1,000m との温度差は赤道付近で大きく，インド，東南アジア，オーストラリア南部，メキシコ，ブラジル，アフリカ中部などの沖合が温度差に恵まれている

NEDO の「再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(2012)[4]では，日本の排他的経済水域（EEZ）内の発電ポテンシャルを 1,368TWh（表層－深層間の温度差が 20℃以上の海域を対象とした場合）と算定している。

2.8.1.2 技術開発の動向

本項では，主に国内での開発動向について，NEDO の「再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(2012)[4]に基き取りまとめる。種々の発電方式に関する海外でのこれまでの開発状況については，NEDO の「再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(2012)[4]を参照されたい。

(1) 波力発電・潮流発電

海洋エネルギー発電の技術開発は，欧州（特に英国）や米国を中心に進められている（図 2.8-10）。日本では過去に基礎的研究が進められており，当時は世界を主導していたが，近年は実用化に向けた技術開発の進度は欧米に 10 年遅れているといわれている。海外では，周辺海域の波力および潮流のエネルギー密度が高い英国を中心に 1990 年半ばから再び活発化し，多くの波力・潮流発電装置の開発が進められている。

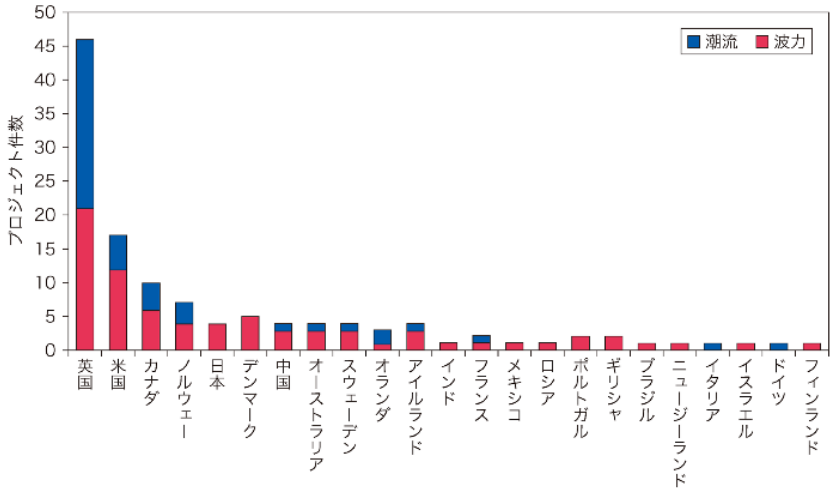


図 2.8-10 各国の主要な海洋エネルギー技術開発件数[4]

出典：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(“Accelerating marine energy”（2011，Carbon Trust）より NEDO 作成)

波力発電装置については，国内では「海明」や「海陽」（表 2.8-1）など，さまざまな実海域実験が行われたが，2003 年に終了した「マイティホエール」以後，大規模な実証プロジェクトは行われておらず，結果として，継続的に研究開発を進めてきた欧米に遅れを取る状況にある。

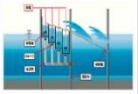
表 2.8-1 日本の主要な大規模実証プロジェクト[4]

プラント・技術・開発主体など	概要	写真
海明 ―振動水柱型・空気流 ―1978～1980，海洋科学技術センター	・全長 80m，幅 12m，総重量 800t の船型浮体に 13 の空気室を設置， ・空気室は入射波の進行方向に沿って配置，定格 125kW のタービン発電機を 8 室に搭載， ・装置は山形県鶴岡市由良の沖合 3km に係留．	 出典：JAMSTEC ホームページ（http://www.jamstec.go.jp/j/）
海陽 ―可動物体型・回転運動 ―1984～1985，日本造船振興財団	・波浪エネルギーを油圧に変換，油圧モーターを経て交流発電機を駆動， ・沖縄県八重山郡竹富町西表船浮湾サバ崎沖水深 10m に設置， ・異常海象時には構造物全体がジャッキアップする．	 出典：日本造船振興財団海洋環境技術研究所資料
マイティホエール ―振動水柱型・空気流 ―1998～2002，海洋科学技術センター	・複数の空気室は波の入射方向に直角に配置，後方に浮力室とスロープを配置， ・幅 30m，長さ 50m のプロトタイプ装置， ・ウェルズタービンを 3 台設置，総合変換効率は最大 15 %， ・波エネルギー利用と装置背後の静穏海域を利用する多目的利用型， ・発電コストについて，陸上へ送電する浮体式システムは 287 円 /kWh，波力発電を浮体の多機能の一部とした場合は 181～123 円 /kWh と試算．	 出典：JAMSTEC ホームページ（http://www.jamstec.go.jp/j/）

出典：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(「海洋エネルギーの利用技術に関する現状と課題に関する調査」（2008，NEDO），「波浪エネルギー利用技術の研究開発－沖合浮体式波力装置「マイティホエール」の開発－」（2004，JAMSTEC）より NEDO 作成)

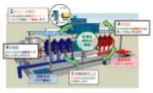
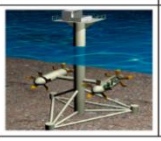
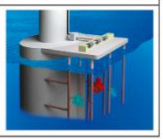
表 2.8-2 「海洋エネルギー発電システム実証研究」の採択事業[4]

	①機械式波力発電	②空気タービン式波力発電	③ジャイロ式波力発電	④着定式潮流発電
共同研究先	三井造船	三菱重工鉄構エンジニアリング 東亜建設工業	ジャイロダイナミクス 日立造船	川崎重工業
発電原理	波の上下運動をラックとピニオンで回転運動に変換し発電機で発電.	波で生じる空気室の動揺を空気タービンの回転運動に変換し発電機で発電.	波による上下運動をフライホイールの回転運動に変換し発電機で発電.	海底にブレードや発電機等からなるナセルを設置し，海流の運動エネルギーをナセルの回転運動に変換し発電機で発電.
研究開発の概要	同調制御を利用した，緊張係留による波力発電の開発.	空気室とウォールによる共振現象を利用した，高効率な防波堤設置式の波力発電の開発.	密室構造で発電機が外気，海水に接しないジャイロ式の波力発電の開発.	設置やメンテナンスの際に，潜水士を不要とする海底設置式の潮流発電の開発.
装置イメージ				

	⑤浮体式潮流発電	⑥越波式波力発電
共同研究先	三井海洋開発	市川土木 協立電機 いであ
発電原理	浮体構造物に垂直タービンを適用し，潮流の流体エネルギーを回転運動に変換し，発電機で発電.	越波による位置エネルギーをタービンの回転運動に変換し，発電機で発電.
研究開発の概要	荒天時に耐えうる浮体構造・係留方法の確立と共に，高効率垂直式の潮流タービンを開発する.	傾斜角度と水槽容量の最適化及び放流管等への生物付着対策による高効率越波式の波力発電の開発.
装置イメージ		

出典：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(経済産業省資料，各社プレスリリース等より NEDO 作成)

表 2.8-3 「次世代海洋エネルギー発電技術研究開発」の採択事業[4]

	①水中浮遊式海流発電	②海洋温度差発電	③油圧式潮流発電	④橋脚利用式潮流発電
委託先	東京大学，IHI， 東芝，三井物産戦略研究所	佐賀大学 神戸製鋼所	佐世保重工業 東京大学 九州大学	ナカシマプロペラ， 五洋建設 広島工業大学
発電原理	海中に浮遊式のブレードや発電機等からなる装置を設置し，海流の運動エネルギーを回転運動に変換し発電機で発電.	海表面と深層の温度差を利用して作動流体を循環させ，タービンの回転運動に変換し発電機で発電.	上げ潮，下げ潮に対応したツインローターにより，潮流の流体エネルギーを回転運動に変換し，油圧式の同期発電機で発電.	上げ潮，下げ潮に対応する対称翼により，潮流の流体エネルギーを回転運動に変換し，同期式発電機で発電.
研究開発の概要	浮体・係留システムの安定性やメンテナンス性の高度化及びタービン発電機の高効率化の要素技術を開発.	高効率な熱交換器の要素技術を開発.	ツインブレード及び・高効率油圧制御システムの要素技術を開発.	対称ブレード及び橋脚設置用の基礎に関する要素技術を開発.
装置イメージ				

出典：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(経済産業省資料等より NEDO 作成)

潮流発電については 1980 年代，日本大学が来島海峡において世界で初めて潮流発電に成功し，その後は，2002 年に海上保安庁が明石海峡に浮灯標電源用の小型の潮流発電システムを設置したが，電力供給用の潮流発電システムの実用化に至るまでの実証研究は実施されていない。

しかし，近年の世界的な海洋エネルギー技術開発の活発化や，再生可能エネルギー導入普及のニーズの高まりを受け，海洋エネルギー利用が再び脚光を浴びており，NEDO が中心となって海洋エネルギーの研究開発プログラムを実施している（表 2.8-2～3）。

(2) 海洋温度差発電

海洋温度差発電の歴史は古く，1881 年にはフランスでその原理が提唱されていた。1970 年代のオイルショック以降，各国で研究開発が進められてきたが，これまでの実証試験は 100kW 級にとどまっており，実用化には 1MW 以上の実証試験が不可欠であるとされている（表 2.8-4）。

表 2.8-4 世界の主要な海洋温度差発電実証プラント(4)

プラント・開発主体・稼働年・形式	仕様	概要
Mini-OTEC －NELHA・ロッキード －1978～1979 －クローズドサイクル・洋上	発電出力：50 kW 管延長：645 m 取水量：75 t/h 作動流体：アンモニア 温海水：26.1 ℃ 冷海水：5.6 ℃	・発電プラントをバージ[1]（長さ 37 m，幅 10 m）にのせた，世界初の洋上プラント． ・1979 年 8 月，ハワイのコナ沖で実験が行われ，正味出力 15 kW を得ることに成功．世界で初めて温度差のみで出力が得られることを証明．
ナウルプラント －東京電力・東電設計 －1982～1983 －クローズドサイクル・陸上	発電出力：100 kW 管延長：約 900 m 取水量：1,410 t/h 作動流体：フロン 22	・ナウル共和国の海洋温度差発電プラント．日本政府の補助を受けて東京電力と東電設計が建設． ・世界で初めて海洋温度差発電による電力を供給．1982 年にナウル共和国の小学校の照明に利用された． ・設計値 100 kW の出力を得ることに成功．（ただし，取水管の流出により長期運転に失敗．）
徳之島プラント －九州電力 －1982～1984 －クローズドサイクル・陸上	発電出力：50 kW 管延長：2,400 m 取水量：500 t/h 作動流体：アンモニア 温海水：28.5 ℃ 冷海水：12.0 ℃	・温海水にディーゼル発電の温排水を利用．
伊万里実験プラント －佐賀大学 －1985～2002 －クローズドサイクル・陸上	発電出力：75 kW 作動流体：アンモニア 温海水：28.0 ℃ 冷海水：7.0 ℃	・温海水にパイラで温度調節し，冷海水は冬場の伊万里湾の表層海水を利用． ・主に，蒸発器，凝縮器の性能実験を実施．
ハワイのオープンサイクルプラント	発電出力：210 kW 管延長：1,829 m 作動流体：海水 温海水：26.0 ℃ 冷海水：6.0 ℃	・ハワイ島のコナ海岸に建造されたオープンサイクルプラント． ・1993 年には，総出力 213 kW の発電に成功．
伊万里新サイクルプラント －佐賀大学 －2003～現在稼働中 －各種サイクル・陸上	発電出力：30 kW （海水淡水化装置とのハイブリッド） 作動流体：アンモニアと水の混合物質	・ランキンサイクル，カリーナサイクル，ウエハラサイクルの性能比較試験が可能． ・カリーナサイクルおよびウエハラサイクルの作動流体にはアンモニア／水の混合物質を使用． ・ウエハラサイクルと海水淡水化装置を組合せたハイブリッドシステムを研究． ・深層水に利用せず，表層水のみを利用した実験プラント． ・夏場は表層水を温海水として利用し，冷海水は表層水を冷却することで，冬場に表層水を冷海水側に利用し，温海水はボイラで加温する．あるいは，両熱源とも設定温度に加温・冷却することで，それぞれ温度差を作り，実験を行っている．
インド発電プラント －インド国立化医用技術研究所・佐賀大学 －1997～現在稼働中（海水淡水化） －クローズドランキンサイクル・洋上	発電出力：1 MW（目標） 淡水化能力：日量 1,000 t	・1 MW 以上の商用化発電施設を目指し，佐賀大学の技術提携のもと実証試験を実施． ・海水淡水化を実施．2007 年に深さ約 500 m の海洋深層水を用いて日量 1,000 t を達成． ・日量 100 トンの海洋深層水を用いた海水淡水化が，2005 年より連続稼働中．2010 年，新たに 3 基設置．現在，動力には，ディーゼル発電を用いているため，CTEC との組合わせを計画中．
久米島プラント －Ⅱ Ⅱプラント建設・横河電機・ゼネシス －2013～2015 －クローズドサイクル・陸上	発電出力：50 kW 管延長：約 2,300 m 取水量：540 t/h 作動流体：アンモニア及び代替フロン	・実証実験では海水をくみ上げるコストと温度差を検討して，水深 700 メートルの深層水を取り込む ・次のステップとして発電能力が 1 MW を超える大規模な設備の導入準備を進める計画 ・発電設備の周辺に海洋深層水の利用設備を展開

出典：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(「海洋エネルギーの利用技術に関する現状と課題に関する調査」（2008，NEDO）)

日本は，数 10kW 級の実証研究では世界トップレベルにある。日本では当初，オープンサイクルの研究開発が行われ，1974 年にスタートしたサンシャイン計画（新エネルギー技術研究開発）および 1988 年に発足した日本海洋温度差発電研究会（民間主体の組織）で，実用化に向けた研究が進められた。佐賀大学では，クローズドサイクルの研究が集中的に実施されてきた。1979 年には，島根沖で日本初の海洋温度差発電の短期間の洋上実験が行われた。当該実験では，海洋温度差発電システムの性能，経済性，環境影響などが検討され，そのポテンシャルの大きさが確認されたが，経済性の課題や石油価格の下落などによって，事業性が低くなったことから研究開発は中止となった。

しかし，その後も佐賀大学海洋エネルギー研究センターが先導的に研究開発を行い，1994 年にウエハラサイクルを開発し，現在も実証研究を継続している。

(4) 潮汐力発電

潮汐力発電は水力発電の応用技術であることから，古くから実用化されており，既に商用

プラントによって電力が供給されている（表 2.8-5）。潮汐力発電は一般に潮位差 5m 以上が実用化の目安となっている。日本では最も好条件の有明海でも最大潮位差 4.9m であり，ポテンシャルは小さいとされていて、国内で稼働しているプラントはない。

表 2.8-5 世界の主要な潮汐力発電所[4]

発電所	発電所
ランス潮汐発電所（フランス）	1967 年からフランスのランス川河口（平均潮位差 8.5 m）にて発電を開始．最大定格出力は 240MW，年間の発電量は約 600,000 MWh，平均出力は約 68 MW．
アンナポリス発電所（カナダ）	1984 年にカナダのファンディ湾（最大潮位差 16.4 m）で 20 MW の潮汐発電所が運転を開始．
キスラヤ潮汐発電所（ロシア）	1968 年に北極圏のコラ半島ムルマンスク北西 80 km の入り江にキスラヤ潮汐発電所を建設．最大出力は 400 kW．
江厦潮汐発電所（中国）	1980 年に運転開始した．中国初の大規模な潮汐発電の実験プラント．平均潮位差 5 m の双方向発電方式．最大出力は 3.9 MW．
始華湖潮汐力発電所（韓国）	2011 年に運転開始．最大出力は 254 MW で，世界最大規模．

出典：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」(各種資料より NEDO 作成)

(5) 国内における実証フィールドに選定

近年，国内での海洋エネルギーの実証にむけて，内閣官房総合海洋政策本部により「海洋再生可能エネルギー利用促進に関する今後の取組方針」(2012)が決定され，表 2.8-6 に示す 5 県 7 海域が海洋再生可能エネルギー実証フィールドに選定されている[(9)]。長崎県の五島市では，環境省の「潮流発電技術実用化推進事業」（経済産業省連携事業）として，商用スケール（500kW 以上）の潮流発電システムの開発及び実証試験が行われる予定[(10)]である。

表 2.8-6 国内における海洋再生可能エネルギー実証フィールド[9]

都道府県	海域	エネルギーの種類
岩手県	釜石市沖	波力，浮体式洋上風力
新潟県	粟島浦村沖	海流(潮流)，波力，浮体式洋上風力
佐賀県	唐津市加部島沖	潮流，浮体式洋上風力
長崎県	五島市 久賀島沖	潮流
	五島市 椛島沖	浮体式洋上風力
	西海市 江島・平島沖	潮流
沖縄県	久米島町	海洋温度差

出典：「海洋再生可能エネルギー実証フィールドの追加選定について」より作成

なお，海洋エネルギーに関する国外での最新の動向については，IEA/OES（Ocean Energy System: An IEA Technology Initiative）の ANNUAL REPORT (2015) [(11)]等を参照されたい。

2.8.1.3 海洋エネルギー利用事例における海域等への影響

海洋エネルギー利用はスコットランドが世界を先導しており，特に世界最大の海洋エネルギー専用実証試験サイトである EMEC（European Marine Renewable Energy Centre）は，当該分野の豊富な知見・ノウハウを有している。NEDO は「国内外の海洋エネルギー利用事例における海域等への影響に関する調査」(2015)[(5)]を行い，EMEC が発行する海洋エネルギー利用の環境影響評価に係るガイドライン等について事前調査を行うとともに，EMEC で実証試験を実施している事業者（ディベロッパー，発電事業者等）や海洋コンサルティング会社，自治体などの関係者にヒアリングを実施し，海洋エネルギー利用の環境影響に対する考え方や課題，評価項目，調査手法，予測手法等に係る情報収集を取りまとめている(表 2.8-7～8)。

表 2.8-7 事業者や自治体などの概要（国外）（5）

国	訪問先	業種	発電種別	概要
スコットランド／英国	EMEC（＊）	実証フィールド	波力・潮流	スコットランドオークニー諸島に位置する、世界最大の海洋エネルギー実証試験サイト。スコットランド政府機関（SDI、Marine Scotland 等）と緊密に連携し、環境影響評価を含む、海洋エネルギーに係る各種許認可制度に精通。各種ガイドラインを発行。
	Aquatera	海洋コンサル	波力・潮流	海洋コンサルティング事業者。EMEC と連携しており、実証試験を実施している波力・潮流発電開発事業者の各種コンサルティングを実施。
	ScotRenewables	ディベロッパー	潮流（浮体式）	浮体式潮流発電装置のディベロッパー。250kW 機の実証試験を実施済みで、現在 2MW 機を開発中。2017 年までに 10MW のアレイプロジェクトを実施する予定。
	Scottish Power Renewables	発電事業者	波力・潮流（着床式）	スコットランドの大手発電事業者。波力（pelamis）、潮流（Hammerfest）の両方でプロジェクトを実施し、EIA レポートを作成している。アイラ島にて 10MW のアレイプロジェクトを実施予定。
	xodusgroup	海洋コンサル	波力・潮流	海洋コンサルティング事業者。スコットランドにおける波力、潮流発電プロジェクトの環境影響評価の実績を豊富に有する。
	Aquamarine Power	ディベロッパー	波力（着床式）	着底式波力発電装置のディベロッパー。800kW 機の実証試験を実施済み。同社の装置は、波力を使って油圧により高圧で水を陸に送り出し、その水圧でタービンを回して発電する原理であるため、発電設備は全て陸上に設定される点が大きな特徴の一つ。
スペイン	ムトリク発電所（管理主体：バスク州政府エネルギー局）（＊）	州政府	波力（岸壁設置型）	Wavegen 社の振動水柱型の波力発電装置を複数基設置した波力発電所。2011 年 7 月より発電を開始。

出典：「海洋エネルギー技術研究開発／海洋エネルギー発電技術共通基盤研究／国内外の海洋エネルギー利用事例における海域等への影響に関する調査」

表 2.8-8　海域影響に関して考慮された要素（国外）（5）

分野	環境要素	関連情報
物理環境	海底や海岸への影響	堆積のモデリングを利用し、影響を評価。（Xodus Group）
	地質への影響	－
	水質への影響	－
生物環境	生物（魚類、鳥類、海産哺乳類等）の衝突	モデリングを利用して、特に海産哺乳類、魚類が装置に衝突するリスクを各プロジェクトの特性を考慮した上で評価。しかし一般的に、海産哺乳類が装置に衝突するリスクデータは限定的。（Xodus Group）
	水中騒音の影響	騒音の影響を予測評価するため、独自のモデルを構築。（Xodus Group）
	生物の移動、餌場・生息地の損失	特に、移動性の生物（mobile species）への懸念が高かったことから、鳥類や鮫等の生物が被る影響を評価。（ScottishPower Renewables）
	海底の生態系への影響	ビデオを利用したモニタリングを実施。（Aquamarine Power）
	陸上の生態系への影響	陸上設置の装置や建物が陸上生物に与える影響を考慮。（Xodus Group）
	生物の蝟集（ポジティブな影響）	海中に設置した人工機器が生物に与える影響を評価。結果、人工機器を海中に設置することで、これらの機器が生物の棲家となり、生物の発育を助長する効果があることが判明。（ScottishPower Renewables）
社会環境	船の輸送経路等への影響	
	漁業への影響	潮流発電所の開発が地元漁業者の収入に与える影響を評価。（ScottishPower Renewables）
	石油・ガス採掘業者、洋上風力発電業者等への影響	－
	工事の騒音が地元住民の生活環境に与える影響	－
	景観への影響	小規模な波力・潮力プロジェクトは海面上の可視部分が少ないため、景観の妨害を問題視する意見はあまり聞かれないが、プロジェクトが大規模になると、陸上変電所等の設備や電力網の拡張・強化が必要となるため、景観への影響を懸念する声が寄せられる可能性はある。（Xodus Group）

出典：「海洋エネルギー技術研究開発／海洋エネルギー発電技術共通基盤研究／国内外の海洋エネルギー利用事例における海域等への影響に関する調査」

また，NEDO は「国内外の海洋エネルギー利用事例における海域等への影響に関する調査」(2015)[(5)]において，国内で実際に海洋エネルギー利用の実証試験を行っている，あるいは具体的な実証試験の計画のある事業(表 2.8-9)について，事業者（ディベロッパー等）や自治体などの関係者にヒアリングを実施し，海洋エネルギー利用の海域影響に対する考え方や課題に係る情報収集を行った(表 2.8-10)。

表 2.8-9 事業者や自治体などの概要（国内）（５）

訪問先		業種	発電種別	概要
長崎県	川崎重工業・東亜建設工業	ディベロッパー	潮流	五島市の実証フィールドにおいて、潮流発電の実証試験を検討。
	九州大学	大学・研究機関	潮流	五島市における潮流発電の実証試験の検討において、潮流計算等の検討を実施。
	五島市（＊）	自治体	潮流	実証フィールドでの潮流発電の実証について、地元との調整等を実施。
	長崎大学	大学・研究機関	潮流	実証フィールドでの潮流発電の実証に関連して、助言等を実施。
山形県	エム・エム ブリッジ・東亜建設工業（＊）	ディベロッパー	波力	酒田港において空気タービン式波力発電装置による実証試験を実施中。
宮城県	東京大学（＊）	大学・研究機関	潮流	塩竈市の寒風沢水道において垂直軸直線翼型潮流発電装置（2 基）による実証試験を実施中。
福井県	東京大学（＊）	大学・研究機関	波力	越前市の海岸にて、岩盤掘削振動水柱方式の波力発電装置による実証試験を実施中。
沖縄県	ゼネシス・沖縄県海洋深層水研究所	ディベロッパー・自治体	温度差	久米島の深層水研究所の施設にて、温度差発電の実証試験を実施
	久米島町（＊）	自治体	温度差	久米島における温度差発電の実証試験に関連して、地元との調整等を実施。
長崎県	協和機電工業	ディベロッパー	濃度差	長崎市内にて、濃度差発電装置による実証試験を実施

出典：「海洋エネルギー技術研究開発／海洋エネルギー発電技術共通基盤研究／国内外の海洋エネルギー利用事例における海域等への影響に関する調査」

表 2.8-10　海域影響に関して考慮された要素（国内）（５）

分野	環境要素	関連情報
物理環境	海底や海岸への影響	配慮書において地形および地質の項目を採用（川崎重工業）
	地質への影響	配慮書において地形および地質の項目を採用（川崎重工業）
	水質への影響	配慮書において水の濁りの項目を採用（川崎重工業）
生物環境	生物（魚類、鳥類、海産哺乳類等）の衝突	装置衝突の評価方法について課題認識が示された（川崎重工業）
	水中騒音の影響	配慮書において水中雑音の項目を採用、水中騒音の評価手法について課題認識が示された（五島市、川崎重工業）。乱流渦による水中雑音が検討課題として示された（九州大学）。
	生物の移動、餌場・生息地の損失	高栄養塩水のサンゴへの影響に対して、サンゴ礁の中には放水しないようにしている（久米島）。 生物への影響を考慮し、油圧部分で使う油は生分解性を利用（塩竈）
	海域の生態系への影響	—
	陸域の生態系への影響	—
	生物の蝟集（ポジティブな影響）	配慮書において魚介類蝟集効果を採用（川崎重工業）
社会環境	船の輸送経路等への影響	—
	漁業への影響	プロジェクト開始前から漁協と事前相談を行い、設置可能な海域を調査（塩竈）。 対象海域は潮が速いため年間を通じた漁場にはなっていない。そのことが発電機設置場所として利点（五島市）
	石油・ガス採掘業者、洋上風力発電業者等への影響	－
	騒音が地元住民の生活環境に与える影響	騒音について課題があり、ハード的な対策や騒音計測を行うとともに住民説明会等を丁寧に実施（酒田）
	海洋レジャーへの影響	海洋レジャー関係者にも説明を実施（久米島町）

出典：「海洋エネルギー技術研究開発／海洋エネルギー発電技術共通基盤研究／国内外の海洋エネルギー利用事例における海域等への影響に関する調査」

【参考文献】

2.8.1 海洋エネルギー

(1) IPCC：”Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”, Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Chapter 6 Ocean Energy, 2012
https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_FD_SPM_final.pdf

(2) 船舶海洋工学会：「日本における海洋再生可能エネルギーの実用・利用に向け、何が必要で、何処まで準備出来ているのか。」, P-22 研究委員会 最終報告書, 2011
https://www.jasnaoe.or.jp/research/dl/report_p-22.pdf

(3) 池野 正明：「海洋エネルギー利用発電技術の現状と課題」, 電力中央研究所 調査報告 V10002, 2011
http://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/V10002.html

(4) NEDO：「再生可能エネルギー技術白書（第 2 版）」, 第 6 章 海洋エネルギー, 2013
http://www.nedo.go.jp/content/100544821.pdf

(5) NEDO：「海洋エネルギー技術研究開発／海洋エネルギー発電技術共通基盤研究／国内外の海洋エネルギー利用事例における海域等への影響に関する調査」, 2015
http://www.nedo.go.jp/library/seika/shosai_201603/20160000000075.html

(6) Ernest & Young LLP：”Cost of and financial support for wave, tidal stream and tidal range generation in UK”, A report for the Department of Energy and Climate Change and Scottish Government, 2010
http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20121205174605/http:/decc.gov.uk/assets/decc/what%20we%20do/uk%20energy%20supply/energy%20mix/renewable%20energy/explained/wave_tidal/798-cost-of-and-finacial-support-for-wave-tidal-strea.pdf

(7) NEDO：「風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務」, 2011
http://www.nedo.go.jp/library/seika/shosai_201107/20110000001165.html

(8) 高橋 重雄：「日本周辺における波パワーの特性と波力発電」, 港湾技術研究資料 No.654, 1989
http://www.pari.go.jp/search-pdf/no0654.pdf

(9) 内閣官房総合海洋政策本部：「海洋再生可能エネルギー実証フィールドの追加選定について」, 2015
http://www.kantei.go.jp/jp/singi/kaiyou/energy/201504/testfield20150403.html

(10) 九電みらいエナジー：「潮流発電技術実用化推進事業について」, 2016
https://www.q-mirai.co.jp/news/archives/60

(11) Ocean Energy Systems：Annual Report, Technology Collaboration Programme on Ocean Energy under the International Energy Agency (IEA), 2015
file:///C:/Users/takayumi/Downloads/OES-Annual-Report-2015.pdf

2.8.2　高温岩体発電

（1）原理とエネルギー賦存量

高温岩体発電は 1970 年代初めにアメリカ合衆国ロスアラモス国立研究所の研究者により考案された地熱開発の一つの方法である(1)。その原理は、図 2.8-11 に示すように、地下にある高温（200～300℃）で透水性の低い岩盤（いわゆる高温岩体、Hot Dry Rock の訳）に坑井（注入井）を掘削し、この坑井から水を圧入する水圧破砕などにより亀裂を進展させる。亀裂内の水は岩盤の熱で加熱され熱水となり、人工の熱水の溜まり場（人工貯留層）となる。この人工貯留層を貫くように別の坑井（生産井）を掘削して、人工貯留層内の熱水を地表に取り出し、発電などに利用した熱水は注入井から再び人工貯留層に圧入する。これにより地表と人工貯留層との間で水を循環させて、地下の熱エネルギーのみを取り出し、ほぼゼロエミッションで環境負荷の少ない発電ができる。

地球の陸地の平均地温勾配では l00m 深くなる毎に温度が約 3℃上昇する。したがって、アメリカ合衆国、日本、イタリアのような火山国だけでなく、ドイツ、フランス、オーストラリアなどのように現在活動している火山がない地域でも、地下 4,000 m～5,000 m では 200℃程度の温度になるところがあり、高温岩体発電技術による地熱開発が進められている。

高温岩体の資源量は地下深くなるほど増えるが、坑井掘削などの費用が高くなり開発コストが高くなる。わが国の高温岩体資源の分布は図 2.8-12 のように推定されており(2)、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）が地熱開発促進調査を実施した 29 地域の深さ 3km 以浅を対象とした資源量は、2,900 万 kW×20 年と評価されている(3)。

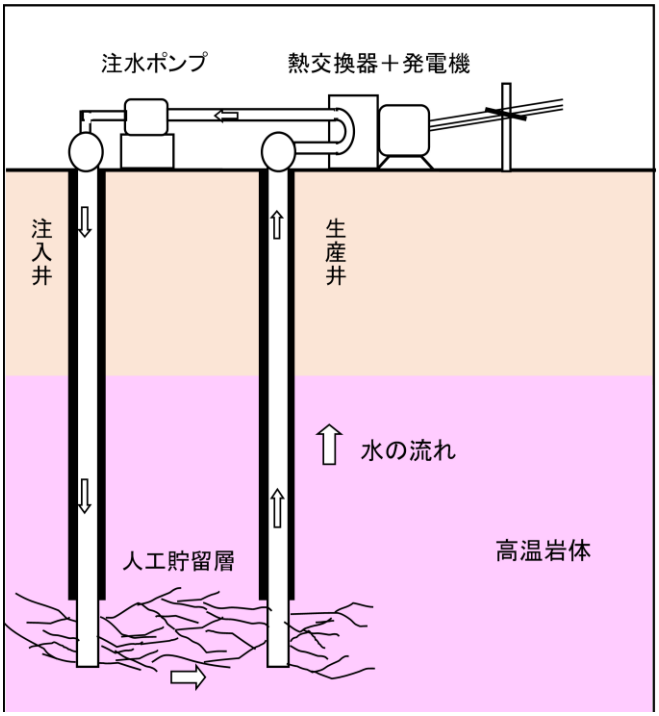


図 2.8-11 高温岩体発電の原理

出典：電中研レビュー[2]，（北野ほか，2000）に加筆

（2）高温岩体発電開発の現状

アメリカ合衆国では 1970 年代初めの高温岩体発電の原理の提案と同時に、ニューメキシコ州フェントンヒル地点において現場実証実験が行われた。1993 年までに深さ約 4,000 m で温度 320℃の岩盤に掘削した 2 本の坑井を用いて、河川水を用いた水圧破砕により人工貯留層を造成し、圧入した水を熱水として取り出す水の循環システムを構築して熱出力約

9MWt を達成した[4]。

この成果を受けて、イギリス、ドイツ、フランスなどでも高温岩体発電の研究開発や現場実験が行われた。その後、これらの国の研究者が集まり 1987 年からは EU のプロジェクトとして、フランスのソルツ地点において大規模な実証実験が実施された。このプロジェクトでは深さ 5,000 m で温度約 200℃の岩盤内に人工貯留層を造成し、1995 年には河川水を用いた水の循環で熱出力 5MWt を得た。その後しばらく研究開発が停滞したが、2006 年には 2.5 MWe の発電所が運転を開始した[5]。また、オーストラリアでは 2002 年より南オーストラリア州クーパーベイズンにおいて、深さ 5,000m 級の坑井を用いて、温度 270℃の岩盤に人工貯留層を造成し、2013 年には地下水を用いた水の循環により 1 MWe の発電を実施した[6]。

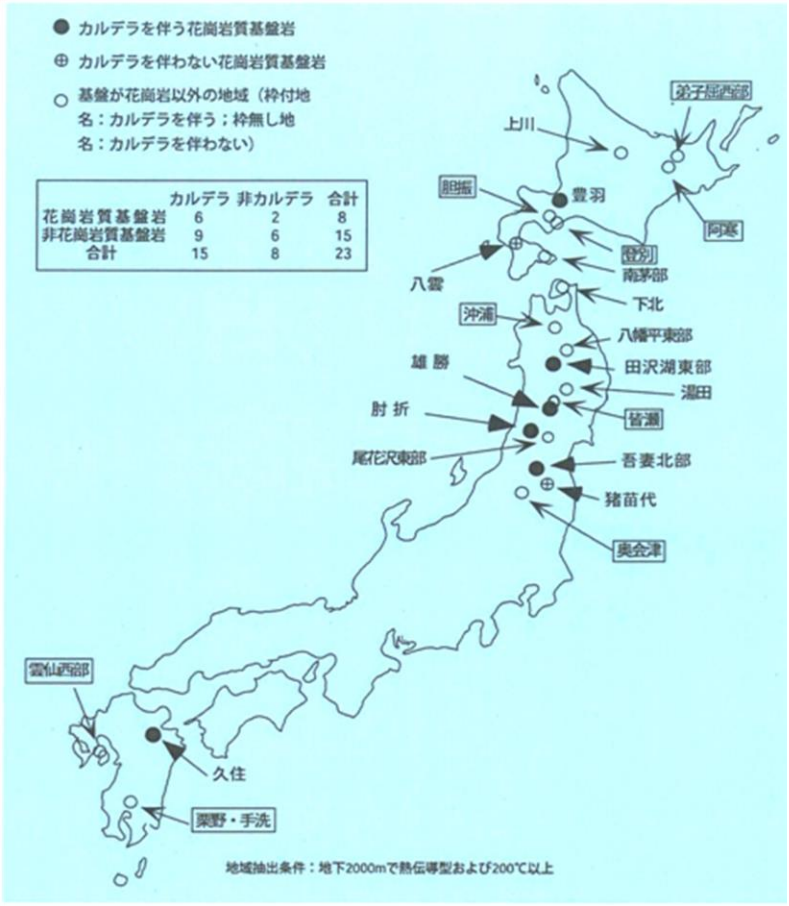


図 2.8-12 日本の深部高温岩体の分布

出典：電中研レビュー[2]，（北野ほか，2000）

わが国では、国家プロジェクトとして NEDO が山形県肘折地点において、深さ 2,000m 級の坑井を用いて深さの異なる 2 段の人工貯留層を造成して、2 本の坑井から水を圧入し、2 本の坑井から蒸気を生産する循環システムを構築した。2002 年から 2004 年にかけて実施した約 2 年間の循環実験では熱出力約 9 MWt を達成し、生産された熱水や蒸気を用いて 50 kWe の発電も行われた[7]。また、電力中央研究所は秋田県雄勝地点において深さ 1,000m で温度 230℃の岩盤を対象として、1 本の坑井から深さの異なる 2 段（深さ 1,000m と 719 m）人工貯留層を造成し、2002 年までに最長 5 ヶ月間の循環実験を実施し、1～1.5MWt の熱出力を得た[2]。

一方、最近では高温岩体発電技術の在来地熱開発への適用が図られている。例えば、アメリカ合衆国のガイザース地熱発電所では、蒸気生産量が減衰した貯留層へ地表水を注入

（貯留層涵養）[8]することによる蒸気生産量の回復が試みられており、ドイツのランダウでは水圧破砕による亀裂の拡大により貯留層内外の透水性を改善（貯留層改善）[9]し、熱水の生産量を増加させて発電出力を増大させることにより 2.5MWe の商業発電が行われている。これらは高温岩体発電（貯留層造成）技術も含めて地熱増産システム (Enhanced Geothermal Systems, EGS)と呼ばれ、技術開発と現場での実証が進められている[10]（図 2.8-13 参照）。さらに、より地下深部で高温領域の開発を目指した延性領域地熱開発も検討されている[11]。

なお、地下への大量の水の圧入や生産に伴って有感地震が発生することがあり、環境影響評価の項目として地震観測の重要性が高まっている[10]。

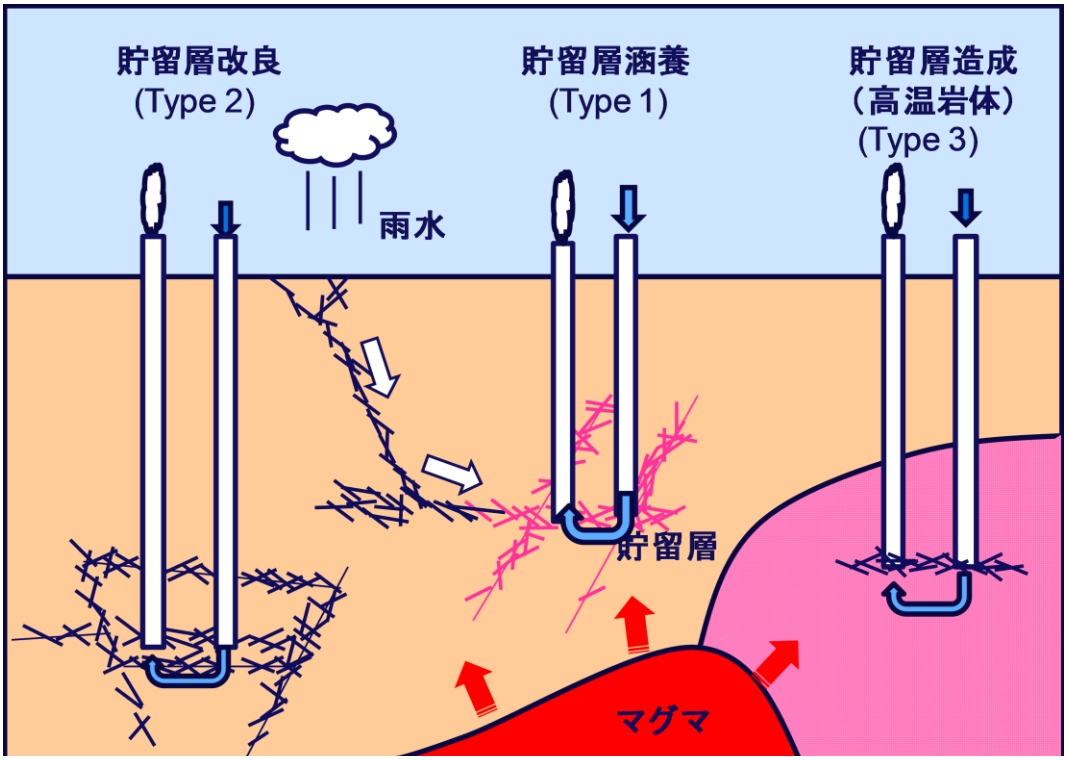


図 2.8-13 地熱増産システム（EGS）の概念

（Type1：既存の貯留層に地表水を注入（貯留層涵養）、Type2：貯留内外に亀裂を造成し透水性を改善（貯留層改良）、Type3：貯留層を新たに造成（貯留層造成（高温岩体発電））

出典：海江田(2015)「地熱増産システム（EGS）技術開発の現状と課題」[10]に加筆

(3) 高温岩体発電の実用化の見通し

高温岩体発電は 1970 年代から 1990 年代まで世界各地において技術開発や実証実験が進められ、これにより熱エネルギーが取り出せることが示されている。しかし、その後の世界的な景気の低迷や石油価格の下落などにより、技術開発の予算が削減され、2000 年代はじめまでにオーストラリアを除くとほとんどのプロジェクトが縮小あるいは終了となった。

最近、地球温暖化対策において再生可能エネルギーとして地熱開発も国の支援を得て進

められており、高温岩体発電技術も EGS 技術として、既に在来地熱開発で適用されている。また、高温岩体発電で開発された水圧破砕による亀裂造成や AE 観測などによる亀裂の評価などの要素技術は、シェールオイル開発や二酸化炭素(CO_2)の地中貯留などでも活用されており、地下開発における重要な要素技術となっている。

今後は、このような他分野への技術展開も進めるとともに、国内の高温岩体資源の再評価をはじめ、新たな技術開発や実証実験の実施などにより、発電コストの低減が図れれば、NEDO の地熱開発促進調査で高温岩体と評価された地点での実用化も近いと思われる。

【参考文献】

2.8.2　高温岩体発電

(1) Potter, R. M., Robinson, E. S. and Smith, M., 1974, Method of Extracting Heat from Dry Geothermal Reservoirs, US Patent #3,786,858.

(2) 電力中央研究所, 2003, 未利用地熱資源の開発に向けて-高温岩体発電への取り組み-, 電中研レビュー49、2003 年 http://criepi.denken.or.jp/research/review/No49/No49.pdf

(3) 佐藤 嘉晃, 1996, NEDO 高温岩体技術開発　肘折高温岩体実験場の経緯を中心として, 地熱, Vol.33, No.2, pp.62-76.

(4) Duchane, D. V., l995, Hot Dry Rock Geothermal Energy in the USA – Moving Toward Practical Use, Proceedings of the World Geothermal Congress l995, Florence, Italy, pp.26l3-26l7.

(5) Genter A., Nicolas, C., Xavier, G., Bernd, M., Bernard, S., and Julia, S., 2012, Status of the Soultz Geothermal Project during Exploration between 2010 and 2012, Proceedings of the 37th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, SGP-TR-194.

(6) Wyborn, D., 2012, The Innamincka Enhanced Geothermal System (EGS) - Dealing with the Overpressures, Proceedings of the 2012 Australian Geothermal Energy Conference, pp.251-258.

(7) 川崎 耕一, 菊地 恒夫, 及川 寧己, 2002, 高温岩体発電システムの開発-NEDO　肘折プ ロジェクト-, 地熱, Vol.39, No.3, 23-37.

(8) Stark, A., Box Jr, W. T., Beall, J. J., Goyal, K. K. and Pingol, A. S., 2005, The Santa Rosa - Geysers Recharge Project, Geysers Geothermal Field, California, USA, Proceedings of the World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey.

(9) Baumgoertner, J., Menzel, H., and Hauffe, P., 2007, The geox GmbH Project in Landau – The First Geothermal Power Plant Project in Palatinate / Upper Rhine Valley, Proceedings of the First European Geothermal Review, Mainz, Germany, p.33.

(10) 海江田 秀志, 2015, 地熱増産システム（EGS）技術開発の現状と課題、電力中央研究所調査報告書:N14017. http://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/N14017.html

(11) 村岡 洋文, 浅沼 宏, 伊藤 久男, 2013, 延性帯地熱系の把握と涵養地熱系発電利用への展望, 地学雑誌, 122, pp.343-362. https://www.jstage.jst.go.jp/article/jgeography/122/2/122_122.343/_pdf

第３章　再生可能エネルギー開発の課題

３．１　風力発電

３．１．１　経済性[1]、[2]

風力発電の発電コスト（社会的費用を除く発電原価相当）については、第２章で示したとおり、陸上風力が 15.6 円/kWh（基準年 2014 年）、着床式の洋上風力が 23.2 円/kWh（基準年 2020 年）と試算されている。

風力発電の経済性は、発電コストと固定価格買取制度の買取価格の価格差で決定される。2015 年現在の買取価格は、国際的に割高な建設費（表３．１－１）を背景に、ヨーロッパの約 2 倍の水準である 22.0 円/kWh（陸上風力）に設定（表３．１－２）されているが、2016 年の固定価格買取制度の見直しにより、コスト効率的な導入を促す目的で、買取価格の低減スケジュールが設定されることとなった。

このような状況の中、風力発電の経済性を確保するため、量産効果・技術改善等により建設費・運転維持費の低減を図り、安価な発電コストを実現することが課題である。

表３．１－１　陸上風力の建設費の比較[1]

出典：経済産業省、長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告、2015 年 5 月

現状の陸上風力建設費（割合は推計）	割合（%）	国際価格（万円/kW）	日本国内（万円/kW）
タービン・電気設備等	77	17.1	23.1
基礎、土地・道路敷設、系統連系等	23	5.1	6.9
合計		22.2	30.0

表３．１－２　2015 年の風力発電（2,000kW）の買取価格[2]

出典：経済産業省、再生可能エネルギーの効率的な導入について、2015 年 10 月

国	買取価格※（円/kWh）
ドイツ（～5 年目）	12.5
ドイツ（6 年目～）	6.9
フランス（～10 年目）	11.5
フランス（11 年目～）	9.6
スペイン（2013 年時点）	12.1
日本（陸上風力）	22.0
【参考】 日本（RPS 制度下＜2003 年度～2007 年度＞における取引価格）	10.4～11.8

※　1 ユーロ 140 円で計算

３．１．２　系統連系

太陽光発電や風力発電の自然変動電源は、気象条件により出力が変動することから、出力制御は困難である。このような特性を有する風力発電が電力系統に大量に導入されることにより、電力系統には「電力需給ギャップの発生」、「周波数変動」

等の問題が生じると共に、接続先の電力会社の系統規模により、系統連系に制約が課せられる場合がある。

風力発電の電力系統への連系制約については、2015 年現在、系統規模が大きい東京電力、中部電力および関西電力を除く 7 社の電力会社で、接続可能量（30 日等出力制御枠：固定価格買取制度において、電力会社が年間 30 日、720 時間の上限を超えて出力制御を行わなければ追加的に受入れ不可能となる接続量）が設定されており（表３．１－３）、年間 720 時間までは無補償で、また、720 時間超は電力会社による補償で出力制御が行われている。

更に、北海道電力および東北電力においては、接続申込量が接続可能量を超過することから、2015 年 12 月に固定価格買取制度に基づく指定電気事業者の指定を受け、年間 720 時間超についても無補償で出力制御が行われることを前提に、今後、接続申し込みを受入れることとなった。これについては、風力発電事業者より、事業の採算性が見通せなくなり資金調達に支障が出る等の懸念が示されている。

表３．１－３　2015 年度の風力発電に関する 30 日等出力制御枠[3]

出典：経済産業省、各社接続可能量（2015 年度算定値）の算定結果、2015 年 11 月

（単位：kW）

北海道電力	東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力
36 万	251 万	59 万	109 万	64 万	180 万	18.3 万

なお、将来的な自然変動電源の導入拡大に際しては、系統安定化対策（火力・揚水発電に関わる調整、地域間連系線等の増強等）が不可欠で、その費用は 4.5～5.6 円/kWh （表２－２．２）と試算されており、費用負担のあり方（誰が、どのように）が課題である。

３．１．３　技術的課題[4]

陸上風力の単機出力が 3,000kW 程度まで大型化している一方、近年、先進国を中心に陸上風力の適地が減少していることから、設置可能地域の拡大（山間部や洋上、弱風地域への設置）等に向けた各種技術開発が進められている（表３．１－４）。

表３．１－４　風力発電の主要な技術開発課題[4]

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版　第 3 章風力発電、2014 年 2 月

種類	主要な技術開発課題
陸上風力	・風況予測の高精度化 ・系統連系・制御システム開発 ・低風速風車
洋上風力	・超大型風車 ・基礎構造の最適化 ・次世代ドライブトレインの開発 ・浮体式洋上風力

（１）陸上風力の主要な技術開発課題[5]

風力発電の導入拡大に向けては、陸上において、これまで立地が進んでいない山間部や弱風地域等への展開が必要であり、山間部や複雑地形に対応する高精度な風況予測モデルの確立、台風予測の高度化、低風速風車の開発が課題である。

また、風力発電は、気象条件によって出力が変動するため、大量に電力系統に連系された場合、電力の安定供給に悪影響を及ぼす可能性があり、出力安定化や電力系統への影響を緩和するための技術の開発が必要とされている。

現在、電力の需給運用に影響を与える風力発電の急激な出力変動の予測技術や出力変動を緩和する出力変動制御技術の高度化の研究が進められていると共に、自然変動電源が電力系統に大量導入される 2030 年頃を見据え、これら技術を考慮した需給シミュレーションシステムの開発が進められている。

（２）洋上風力の主要な技術開発課題

洋上風力は、世界的に水深が浅く遠浅の良好地点の開発が進み、近年、水深が深く離岸距離の遠い海域に建設される流れにあることから、事業採算性の確保に向けて、単機出力 5,000～10,000kW 以上の超大型風力の技術開発が課題である。

風車基礎については、コスト面から、水深 50～60m より浅い海域は着床式、それ以深は浮体式が優位とされている。着床式については、重力式、モノパイル型及びジャケット型等、図 3.1-1 のように海洋条件に適した様々な基礎構造の技術開発が課題である。浮体式については、日本、ノルウェー及びポルトガルで実機による実証研究が行われると共に、日本、欧州及び米国で研究開発が盛んに行われている。

また、洋上においては、陸上と比べて発電設備へのアクセスが難しくメンテナンスも容易ではないことから、故障リスクが少なく、定期的なメンテナンスも増速機を搭載した風車と比較して少ないダイレクトドライブ（増速機を使用しない）

風車の開発が進められると共に、発電機の軽量化・大容量化を目指した超電導風力発電機の開発が進められる等、次世代ドライブトレインの開発が課題である。

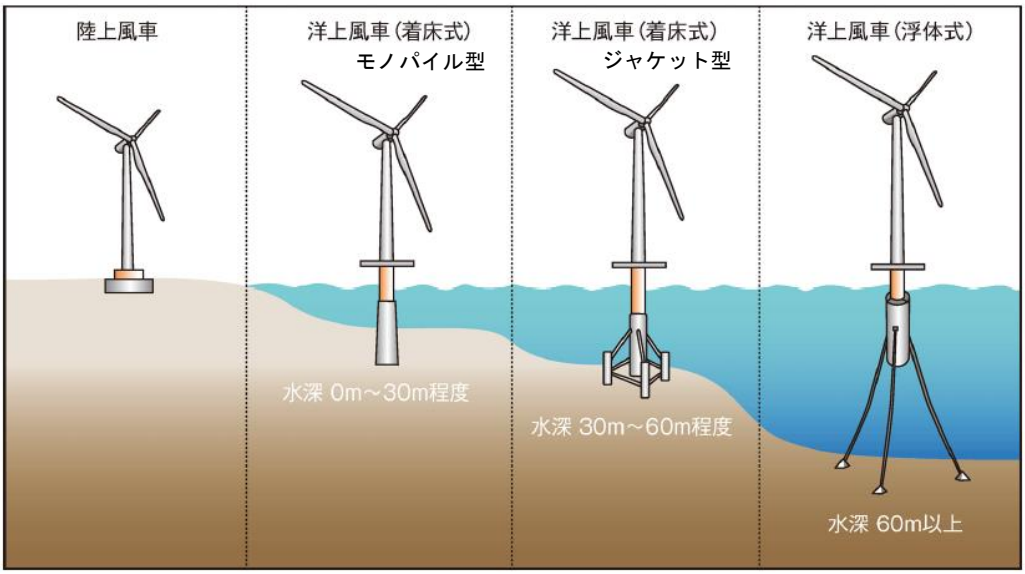


図３．１－１　設置場所による風力発電の基礎形式の違い（4）

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第２版　第３章風力発電、2014 年２月に加筆

我が国における洋上風力の導入実績は、2015 年３月現在、約５万 kW であり、風力発電全体（294 万 kW）の 1.7%程度を占めている（表３．１－５、図３．１－１，２）。

表３．１－５　我が国における洋上風力の導入状況（2017 年３月現在）（6）に加筆

出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、着床式洋上風力発電導入ガイドブック（第一版）、2015 年９月

形式	設置海域	名称	設置年度	施設規模（kW）	水深（m）	離岸距離（km）
着床式	北海道瀬棚港	風海鳥	2004	600×2	13	0.7
	山形県酒田港	サミットウィンドパワー酒田発電所	2004	2,000×5	4～5	0.02
	茨城県鹿島港	ウィンド・パワーかみす第１洋上風力発電所	2010	2,000×7	3～5	0.04
		ウィンド・パワーかみす第２洋上風力発電所	2013	2,000×8	3～4	0.04～0.06
	千葉県銚子沖合	銚子沖洋上風力発電実証研究施設	2012	2,400×1	12	3.1
	福岡県北九州市沖合	北九州市沖洋上風力発電実証研究施設	2012	2,000×1	14	1.4
浮体式	長崎県五島椛島沖	はえんかぜ	2013	2,000×1	100	1
	福島県沖合い	ふくしま未来	2013	2,000×1	120	20
		ふくしま新風	2016	7,000×1		
		ふくしま浜風	2016	5,000×1		

図３．１－２　着床式洋上風力：北九州市沖洋上風力発電実証研究施設（7）
出典：国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構、国内発！沖合いにおける洋上風力発電への挑戦　フォトギャラリー

浮体サブステーション　コンパクトセミサブ浮体（2MW）　V字型セミサブ浮体（7MW）　アドバンストスパー浮体（5MW）

図３．１－３　浮体式洋上風力
出典：福島洋上風力コンソーシアム HP、実証研究の概要（8）

３．１．４　環境問題[9]

風力発電の導入が急激に拡大する一方で、風力発電の導入に伴う周辺環境への影響が顕在化している。

風力発電からの騒音・低周波音については、騒音についての環境基準を満たしている場所においても、健康被害の苦情等が発生している事例がある。また、風況が良く、風力発電に適した地点は、渡り鳥のルートや希少な鳥類の生息地と重なることがあり、現にバードストライクが報告されている。更に、風力発電が自然度の高い地域に立地することで、土地の改変に伴う動植物の生息・生育環境や水環境に対する影響についても懸念されている。この他にも、風力発電は相当の高さがあり、かつ、見通しのよい場所に設置される場合が多いことから、景観への影響に関する問題が生じている事例もある。また、日照阻害（シャドーフリッカー）が発生している事例もある。

このような状況を踏まえ、風力発電事業の実施にあたっては、周辺環境に与える影響を実行可能な限りにおいて最大限に回避し、また、影響を与える場合でも、その程度を出来る限り低減すべく、鋭意努めることが不可欠である。

なお、風力発電の環境影響評価についての最新の技術動向については、「発電所環境アセスメント迅速化に資する技術開発の動向と展望（2015，公益社団法人土木学会エネルギー委員会環境エネルギー小委員会，p.113～p.123）」[10]が詳しいので、参照されたい。

（１）騒音・低周波音の問題

風力発電は、静穏な地域に建設されることが多く、地上より相当程度高い位置に広がりを持った音源がある、強風時に発生音が大きくなる等の特性を有している。

風力発電の発生騒音は機械音と空力音の 2 種類とされ、空力音の割合が支配的とされる。機械音は、風車ナセル内の増速歯車、軸受、発電機、ポンプ、換気ファン等から発生する。空力音は、ブレード形状、周速で決まるとされ、ローター回転速度（翼端速度）のべき乗に比例して大きくなる。また、空力音は、ブレードの回転等による低周波音、気流の流れによる騒音、ブレードによる騒音の 3 種類に区分されている。

騒音・低周波音については、風力発電の近隣を中心に、地域住民が健康被害の苦情等を訴える問題が生じており、地域住民からの苦情等は、定格出力・設置基数・総出力が増加するに従い発生割合が高くなっている。

（２）鳥類への影響

鳥類が、ブレードに衝突するバードストライクの影響が懸念されており、問題の発生割合は定格出力 2,000kW 以上で比較的多く、また、設置基数・総出力が増加するに従い問題の発生割合が高くなっている。

また、ヨーロッパにおける風力発電の鳥類への影響調査結果によると、衝突や生息地の喪失・破壊といった直接的な影響だけではなく、生息妨害による生息地

の放棄や移動の障壁となることも明らかになっている。

（3）景観の問題

風力発電は、相当の高さがあり、稜線上、海岸、岬、高原、島嶼等、見通しの良い場所に設置される場合が多いことから、景観への影響が無視できない事例が見られている。

景観に関する苦情が寄せられる要因としては、事業実施区域が自然公園やその近辺であること、住宅から数百メートルの距離に設置され圧迫感を生じさせること、景観資源を眺望する際に視認されるおそれがあること等が挙げられている。

（4）シャドーフリッカーの問題

シャドーフリッカーとは、日照阻害の一種であり、ブレードの回転に伴い、その影も回転して地上部に明滅が生じる現象のことを指す。風力発電の近隣では地域住民がシャドーフリッカーの苦情を訴える事例が発生している。

参考文献

３．１　風力発電

(1) 経済産業省：長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告、2015 年 5 月
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf

(2) 経済産業省：再生可能エネルギーの効率的な導入について、2015 年 10 月
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/saisei_kanou/pdf/003_01_00.pdf

(3) 経済産業省：各社接続可能量（2015 年度算定値）の算定結果、2015 年 11 月
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/keitou_wg/pdf/007_10_01.pdf

(4) 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構：
NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版　第 3 章風力発電、2014 年 2 月
http://www.nedo.go.jp/content/100544818.pdf

(5) 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構：
電力系統出力変動対応技術研究開発事業、2014 年
http://www.nedo.go.jp/activities/ZZJP_100069.html

(6) 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構：
着床式洋上風力発電導入ガイドブック（第一版）、2015 年 9 月
http://www.nedo.go.jp/content/100758575.pdf

(7) 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構：
国内発！沖合いにおける洋上風力発電への挑戦　フォトギャラリー

http://www.nedo.go.jp/fuusha/photogallery.html
(8) 福島洋上風力コンソーシアム：フォトギャラリー
http://www.fukushima-forward.jp/gaiyou/index.html
(9) 環境省：風力発電所の環境影響評価のポイントと参考事例、2013 年 6 月
https://www.env.go.jp/policy/assess/4-1report/file/h24_04-01.pdf
(10) 公益社団法人土木学会：
発電所環境アセスメント迅速化に資する技術開発の動向と展望、2015 年 5 月
http://committees.jsce.or.jp/enedobo01/node/8

３．２　太陽光発電

欧州や日本の年間導入量の増減の例から、太陽光発電の導入量は国の支援策に大きく依存している状況にある。支援策の縮小、終了によって極端に導入ペースが失速するのは、少なくともまだ事業性が成立しない発電コストレベルにあるためである。

したがって、公的支援なしで導入を進めていくためには、引続き発電コスト低減に取り組んでいくことが最も重要であり、太陽光発電の大量導入を実現していく上での中核的な課題であると言える。発電コスト低減のためには、導入コスト（システム単価）の低減や、製造コストや施工コスト低減にも寄与する太陽電池の高効率化等、様々なアプローチの技術開発を検討していく必要がある。

また、これらの初期コスト低減と同時に、太陽光発電システムが期待どおりに機能し、計画した発電量を獲得することも重要である。このことは、固定価格買取制度の開始によって、事業性が追及されるようになった現状においては特に重要であり、計画時の発電量の推定や、実働時の発電機能の発揮状況、および不具合発生時の対応等、その信頼性が強く求められている。

一方、これらの発電コスト低減の方向とは別に、近年の導入加速によって、新たな課題も顕在化してきた。それは、①適地の獲得競争による土地価格の高騰、②系統連系の許容制約による対策費用追加、及び③メンテナンス費用である。①については、固定価格買取制度開始後の瞬間的な需要の高まりに対して発生している現象とも考えられなくはないが、事業性において適した場所から太陽光発電システムが導入されていくと考えれば、徐々に土地の獲得が難しくなり、整備に必要なコストは上昇していくと予想される。②は、既に地域によっては規制等の対策が取られはじめている。③は、住宅屋根設置が主流であった過去にはあまり議論にならなかったが、発電事業を経営するためには重要な要素である。三者ともに今後のコストアップ要因となりうるため、これらの解消又は軽減に向けた対応が求められる。

さらに、大量導入を支えるべき太陽光発電産業においては、従来この業界の主役であったセル・モジュールメーカーが市場価格の低下に苦しむ一方で、施工・発電事業等の川下産業が急成長しており、産業の構造が変わりつつある状況といえる。

以下では、これらの課題を次の５つに整理し、解決に向けた取り組み方針、開発事項等について個々に論じていく。

①　国民負担の増大
②　長期・安定な発電能力維持の必要性
③　立地制約の顕在化
④　廃棄物大量発生への対応
⑤　グローバル競争の激化

これらの課題を解決するため，経済産業省は 2016 年 2 月に「固定価格買取制度（ＦＩＴ）の見直しについて」の閣議決定をした。

３．２．１　国民負担の増大

前述したとおり、太陽光発電のシステム単価は着実に低下し、生産量・導入量も拡大している。しかしながら、依然、市場拡大を支えているのは固定価格買取制度であり、欧州の例などによれば、買取価格の低下は導入量の減少を招く可能性がある。

我が国の固定価格買取制度では、買取費用を電気料金と合算して回収する再生可能エネルギー賦課金で賄う仕組みとなっている。2014 年度の我が国の標準家庭における賦課金負担は約 0.75 円/kWh とされているが、太陽光発電を始めとする再生可能エネルギーの普及が進めば、今後、賦課金が増加し、国民負担の増大が見込まれる。

2000 年から固定価格買取制度を開始し、累積導入量が 32.4GW に達しているドイツ（2012 年末現在）では、表３．２－１に示すように日本の再生可能エネルギー賦課金に相当するサーチャージ費用が、5.28 ユーロセント/kWh に達している。

電力需要家の負担を抑えつつ、持続的な普及導入を実現するためには、買取価格を引き下げても導入した者が利益を得られるような「発電コスト」を実現することが必要である。

表３．２－１　再生可能エネルギー賦課金（日本とドイツの現状）

出典：NEDO“太陽光発電開発戦略”（2014 年 9 月）(1)

	日本		ドイツ
	2013 年度	2014 年度	2013 年度
賦課金単価（円/kWh）	0.40	0.75	6.494 （5.28 ユーロセント/kWh）
標準家庭の負担水準（円／月） （300kWh/月使用）	120	225	1,943 （15.8 ユーロ／月）

注）金額は、全国平均。１ユーロ＝123 円で換算

出典）資源エネルギー庁：ニュースリリース（平成 25 年 3 月 29 日、平成 26 年 3 月 25 日）
ドイツの値はエネルギー白書 2013

３．２．２　長期・安定な発電能力維持の必要性

過去数年間にわたる厳しい価格競争の結果、製造コストを引き下げるために、製品の品質低下を招いているのではないかとの指摘がある。太陽光発電は長期間稼働させることを前提に事業性を検討しているので、その信頼性は普及の大きな鍵を握る。

従来、メンテナンスフリーと言われていた太陽光発電であるが、現実的には維持・運転費用は無視できない。特に大規模発電システムの場合は事業性に影響するため、正常運転を保持するための対応は必要ではあるものの、それが結果として事業性を圧迫することとなるのは本末転倒である。こうした費用を抑制するため、機器の信頼性向上や維持方法の向上は重要である。

また、太陽電池は、長期的な使用において経年劣化により徐々に出力を低下させる傾向がある一方、急激に出力低下を招く劣化現象も存在し、その一つとして近年注目されているのがＰＩＤ現象（※）である。これに対応した太陽電池モジュールの技術開発なども行われているところではあるが、ＰＩＤ現象を完全に再現するための試験方法はまだ確立されておら

ず、開発技術の実効性をどのように検証するかが一つの課題となっている。このように、製品自体の信頼性を向上させると同時に、これを精度よく検証，評価するための手法の検討も並行して行っていく必要がある。

※）ＰＩＤ（Potential Induced Degradation）現象

近年、大規模太陽光発電設備で問題となっている急激に出力低下を起こす電圧誘起出力低下現象。

３．２．３　立地制約の顕在化

太陽光発電の導入は加速しているが、導入ポテンシャルは無限ではない。土地コストの上昇も指摘され始めた。さらに、系統接続許容量の限界という根本的な課題も顕在化してきた。

（1）導入ポテンシャル

現状における太陽光発電の主な導入形態は、住宅屋根への設置や、平坦地での地上設置などである。この理由として、前者はサプライチェーンが既に確立されていること、後者は工事費が比較的安いことが挙げられる。特に、固定価格買取制度下で収益性が非常に重視されることから、導入コストの安い場所から導入が進んでおり、既にメガソーラー用地確保の競争が熾烈化していることが報道されているように、現在の概念でのメガソーラー事業における「適地」は不足していくことが予想される。

既存の導入ポテンシャル調査で導入先としての物理的導入先となりうるスペースは大きいことが報告されているが、導入先として積極的に選定されにくい状況にある。

住宅に関しては、その潜在的な導入ポテンシャルが約 2,700 万戸、そのうち太陽光発電の導入可能な１戸建は約 1,200 万戸であり、導入可能容量の上限は概ね推計が可能である。残りのうち、約 1,200 万戸については、住宅の耐震強度の問題から導入可能先とはならず、建て替えられるか、太陽電池モジュールの軽量化や設置技術の改良などが達成されない限り、これらの住宅を導入先とすることによる導入ポテンシャル拡大の余地はない。

また、導入可能な住宅すべてに導入されるわけではないため、今後導入に向けて課題抽出・対策検討を進め導入可能戸数を増加させておくことが、太陽光発電の導入を促進していくうえで必要である。

（2）土地コストの上昇

これまで住宅用システムが中心であった我が国においても大規模太陽光発電所の設置が進んでいる。しかし、導入が進むにつれて、賃借料を必要としない所有地への設置から、借地の活用事例が増加していくことから、土地造成費用や系統連系費等の初期コストがあまりかからない適地の土地賃借料の上昇が指摘されている。また、初期コストがあまりかからない適地が少なくなれば、土地造成費用や系統連系費等の初期コストがかかる土地への設置をせざるを得なくなる。土地造成費用や系統連系費等の初期コストの上昇は、今後の導入拡大を減速させる可能性がある。

（3）系統接続の制約の顕在化

太陽光のような天候による電圧変動のある電源が大量に接続された場合、安定した電力供給に支障をきたす可能性があり、欧州ではそのような例が既に発生し問題化している。

我が国においても、2013 年 4 月に北海道電力が大規模太陽光発電の受け入れ制限を発表したのを皮切りに、2014 年 9 月には、北海道，東北，四国，九州，沖縄電力の５社が太陽光発電買い取りの新規受け入れを停止すると発表した。（表３．２－２参照）これを受けて、経済産業省は、2014 年 10 月 15 日に、「総合資源エネルギー調査会　省エネルギー・新エネルギー分科会　新エネルギー小委員会」において、固定価格買取制度見直しの検討を開始した。

電力各社は、最大電力需要を想定して必要な容量の送電網を整備しており、容量を超えれば大規模停電を招くリスクがある。また、再生可能エネルギーは天候の影響を受けやすく発電量が安定しないため、容量を拡大すれば安定供給に支障が生じる恐れがある。しかし、高額な買取価格をねらって多くの業者が太陽光発電に参入したため、送電できる容量以上の発電容量に達し、電力各社は買取停止の措置を取らざるを得なくなったものである。図３．２－１に都道府県別の増入予定量（固定価格買取制度の認定設備容量）を示す。特定地域の導入に偏っている様子がわかる。

また、配電用変電所において、当該変電所から供給している電気の量を、当該変電所に流れてくる電気の量が上回る状態（バンク逆潮流）が発生しうるケースも増えており、これを回避するための対策に要する費用負担が求められる可能性も出てきた。（2013.5.31 経済産業省「電気設備の技術基準の解釈の一部改正（バンク逆潮流制限に係わる規程）について」）

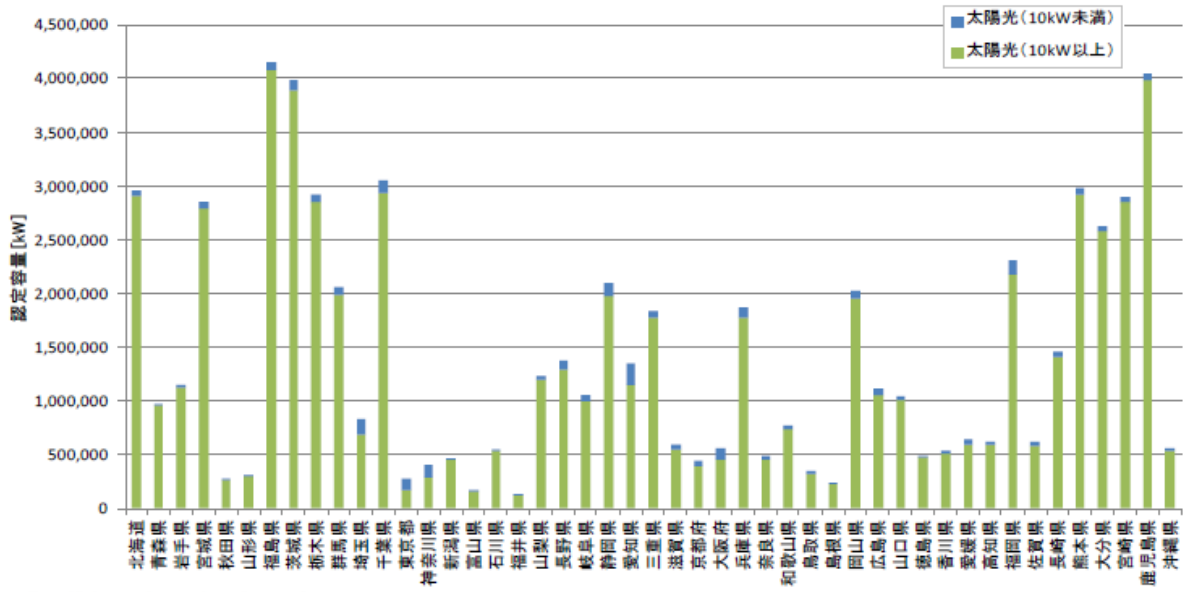
電力会社ごとのバンク逆潮流制限への対策に伴う事業者費用負担の額を表３．２－３に示す。

このように、現在主流の太陽光発電の形態は、どこでも設置、系統接続できるわけではなく、比較的安価に系統接続できるような適地は徐々に減少していくものと想定される。

表３．２－２　我が国の電力各社の太陽光発電買い取りの受け入れ制限の経緯

年月日	内　容
2013.4.17	北海道電力が、売電申請のあった出力 2,000kW 以上の太陽光発電所計画の４分の１しか発電電力を受け入れられないと発表
2013.12.3	経済産業省が、沖縄本島における太陽光発電の接続容量は限界に近付きつつある状況であると発表
2014.7.25	沖縄電力は、接続量が限界に近付いているための措置として、2014 年 4 月 1 日以降、一般家庭の新規買取受付に対し回答を保留して接続しない状態となる。
2014.7.25	九州電力が、離島での買取受付を１年間程度停止することを発表
2014.9.25	九州電力が、離島だけでなく管内全域で再生可能エネルギーの固定価格買取制度に基づく新規契約を中断し、既に申し込みを受け付けた分についても回答を当面保留すると発表。
2014.9.30	北海道電力・東北電力・四国電力・沖縄電力でも、買取の新規受け入れを 10 月 1 日から管内全域で停止すると発表。（沖縄電力以外は、一般家庭からの買取りについては従来通り継続）

出典）日本経済新聞（2013.4.18，2014.7.26），　経済産業省ニュースリリース（2013.12.3），
沖縄タイムス（2014.7.25），佐賀新聞（2014.9.25），毎日新聞（2014.9.30）



出典：資源エネルギー庁 HP(http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/setsubi/20

図３．２－１　2014 年 3 月末時点での都道府県別設備認定容量

出典：NEDO“太陽光発電開発戦略”（2014 年 9 月）(1)

表３．２－３　バンク逆潮流制限への対策に伴う事業者費用負担（工事費負担金単価）

出典：NEDO“太陽光発電開発戦略”（2014 年 9 月）(1)

電力会社	工事費負担金単価（円/kW）
北海道電力(株)	3,255
東北電力(株)	3,675
東京電力(株)	1,995
中部電力(株)	3,675
北陸電力(株)	2,730
関西電力(株)	2,835
中国電力(株)	3,675
四国電力(株)	3,465（消費税等相当額を含む）
九州電力(株)	1,260（消費税等相当額を含む）
沖縄電力(株)	3,465

出典）各電力会社 HP

３．２．４　廃棄物大量発生への対応

太陽光発電は、2004 年には国内累積導入量 1 GW を達成、2012 年には住宅用太陽光発電システムの国内導入件数が１００万件を突破、2012 年 7 月の再生可能エネルギーの固定価格買取制度開始によって、導入はさらに加速し、今後もさらに大幅な普及拡大が見込まれる。一方で、大量導入が実現すると、使用済みの太陽光発電システムが大量発生することが予想される。使用済み設備の量については様々な試算が行われているが、例えば、非住宅分野の発電設備が固定価格買取制度の買取期間終了時に一斉に廃棄されるとすれば、2013 年に運転開始した非住宅分野の 5.7GW の設備は、20 年後に使用済み設備として廃棄されることとなる。（実際には、20 年以上使用されると考えられる。）

以上のことから、太陽光発電の健全な普及拡大のためには、使用済みのシステムを適正に処分可能な手段や社会システムを確保することが重要であり、政策として「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」の付帯決議において、「耐用年数経過後において大量の廃棄物の発生を防ぐ観点から、設備のリサイクルシステム構築等、早急に必要な措置を講ずること」が求められている。

これに対し、わが国ではリサイクル処理技術に関する取り組みが一部存在するものの十分ではなく、太陽光発電の更なる普及を図るためには、リサイクル処理技術の実用化を着実に進めるとともに、撤去・回収・分別等においても、低コスト技術の有効性や実現可能性を検討することが必要である。

３．２．５　グローバル競争の激化

固定価格買取制度開始の影響等により、太陽光発電市場に参入する事業者が増えている。異分野からの参入も多い。

これまで太陽光発電を支えてきた、セル・モジュールメーカーも発電事業への展開を急いでいる。これには、太陽電池モジュールの低価格化の進展が影響している。表３．２－４に太陽光発電分野の市場規模の推移を、図３．２－２に伸び率の推移を示す。加減速はあるものの市場成長を続けていると評価できるが、生産量・出荷量の伸びに比べ、生産額・出荷額の伸びが小さい。これは、「セル・モジュールを作って売る」市場に依存していては、事業の成長にいずれ限界が来ることを示唆しているとも言え、川下展開を進める企業の動きを裏付けている。

表３．２－４　太陽光発電分野の市場規模

出典：NEDO“太陽光発電開発戦略”（2014 年 9 月）(1)

	2010 年度 実績		2011 年度 実績		2012 年度 見込		2013 年度 予測
	額／量	成長率	額／量	成長率	額／量	成長率	
国内生産額（百万円）※1	914,298	41.1%	964,718	5.5%	1,398,538	45.0%	増加
全出荷額（百万円）※1	1,014,754	39.1%	1,011,048	▲0.4%	1,539,835	52.3%	増加
国内生産量（MW）※2	895	62.0%	1,102	23.1%	2,281	107.1%	
全出荷量（MW）※2	2,539	52.2%	2,686	5.8%	4,371	62.8%	

出典：※１　2012 年度　一般財団法人光産業技術振興協会　技術情報レポート

※２　太陽光発電技術協会資料

図３．２－２　太陽電池製造業の生産量／額の伸び率

出典：NEDO“太陽光発電開発戦略”（2014 年 9 月）(1)

参考文献

３．２　太陽光発電

(1)　独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
“太陽光発電開発戦略”（2014 年 9 月）
http://www.nedo.go.jp/content/100575154.pdf

(2)　各電力会社ホームページ

３．３地熱発電

地熱発電は、熱源である見えない地下の熱水・蒸気を掘り当てることが必要なため、開発リスクが伴うこと、運転開始後は、長期的な熱源の確保や設備への地熱流体の作用に対する維持コストが必要となる。

また、地熱地帯は火山帯に沿って位置しており、地熱資源の多くは、国立公園や温泉地、自然公園内などに賦存しており、その開発に当っては、大別すると、上記の経済性・コスト及び環境調和・地域共生等の立地条件の課題が挙げられる。

３．３．１　経済性

（１）地熱発電のコスト計算例[1]

NEDO再生可能エネルギー技術白書における、地熱発電の現状のコスト試算例が示されている（表３．３－１）。建設コストには、かなり幅があることが分かる。これは生産井の深度や蒸気量、発電方式、開発地点の条件などに加え、石油や鉄、セメントなど建設資材コストの影響を受け、建設場所や時期によって変動するためである。地熱発電の開発コストの増加要因として、

- 開発のリードタイムが通常10 年以上と長く、この間の人件費、金利などが負担となる。
- 調査・開発段階で多数の坑井を掘削する必要があるため、多額の費用を要する。
- 基幹送電線から離れた場所で行われることの多い地熱発電所の建設に当たって、新規の送電線が必要な場合、多額の建設費用を要する。
- 運転中にシリカスケールの付着などから、蒸気生産井や還元井の減衰などを招き、追加的に補充井の掘削などが必要となる。

などの課題が挙げられる。さらに、規制緩和で規制区域外から規制区域内の地下の熱源に向けて斜め堀りする場合や、水平方向の距離が長くなる場合など、建設コストは増加することになる。

なお、それぞれの試算について、初期投資コストとして大きい地熱資源量の調査費用は含まれていないと考えられる。

発電コストは、フラッシュ方式ではおおむね 4 円/kWh～10 円/kWh 程度、バイナリー方式では 4 円/kWh～12 円/kWh 程度、EGS では 8 円/kWh～14 円/kWh 程度と試算されている。なお、日本では 9．2～11．6 円/kWh と、世界より比較的高く試算されている。発電コストについても、開発地点や規模などによって、プラントごとに幅が生じている。

EGS は、人工的な水圧刺激を利用して地熱資源を活用するための一連の技術である。通常、地下深いところにある高温の地層で岩石を断裂させる技術を指し、温水または水蒸気の新規地熱貯留層を創出するか、既存の地熱貯留層を拡大、強化するために利用される。

表３．３－１　地熱発電の現状のコスト試算例
出典：NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第２版）(1)

資料 No.	前提	建設コスト	発電コスト	出典
1	フラッシュ 10～250 MW	2,000～4,000 ドル /kW (16 万～32 万円 /kW)	5～8 セント /kWh (4.0～6.4 円 /kWh)	Technology Roadmap － Geothermal Heat and Power (2011, IEA) および Deploying Renewables － Best and Future Policy Practice (2011, IEA)
	バイナリー			
	12～20 MW	2,400～5,900 ドル /kW (19.2 万～47.2 万円 /kW)	6～11 セント /kWh (4.8～8.8 円 /kWh)	
	新規サイト米国	－	12 セント /kWh (9.6 円 /kWh)	
	新規サイト欧州	－	20 セント /kWh (16.0 円 /kWh)	
	EGS			
	米国	－	10～19 セント /kWh (8.0～15.2 円 /kWh)	
	欧州	－	25～30 セント /kWh (20～24 円 /kWh)	
2	フラッシュ 50 MW, 米国	5,578 ドル /kW (44.6 万円 /kW)	－	IEA Geothermal Energy Annual Report 2010 (2012, IEA)
	バイナリー 50 MW, 米国	4,141 ドル /kW (33.1 万円 /kW)	－	
3	－	2,400～5,500 ドル /kW (19.2 万～44.0 万円 /kW)	－	Energy Technology Perspectives 2010 (2010, IEA)
4	フラッシュ	1,780～3,560 ドル /kW (14.2 万～28.5 万円 /kW)	3.1～13 セント /kWh (2.5～10.4 円 /kWh)	Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation － Special Report of IPCC (Cambridge University Press, 2012)
	バイナリー	2,130～5,200 ドル /kW (17.0 万～41.6 万円 /kW)	3.3～17 セント /kWh (2.6～13.6 円 /kWh)	
	EGS (250～330℃, 深度 5 km)	－	10～17.5 セント /kWh (8.0～14.0 円 /kWh)	
	EGS (125～165℃, 深度 4 km, 欧州)	－	30～37 セント /kWh (24.0～29.6 円 /kWh)	
5	フラッシュ30 MW	3,718 ドル /kW (29.7 万円 /kW)	7.9～10.1 セント /kWh (6.3～8.0 円 /kWh)	Comparative Costs of California Central Station Electricity Generation (2010, California Energy Commission)
	バイナリー15 MW	4,046 ドル /kW (32.4 万円 /kW)	8.3～10.7 セント /kWh (6.6～8.6 円 /kWh)	
6	30 MW	70 万～90 万円 /kW	9.2～11.6 円 /kWh	コスト等検証委員会報告書 (2011, エネルギー・環境会議コスト等検証委員会)
7	15 MW 以上	79 万円 /kW	－	平成 24 年度調達価格及び調達期間に関する意見（平成 24 年, 調達価格等算定委員会）
	15 MW 未満	123 万円 /kW	－	

（２）買取価格の維持・早期化 (2) (3)

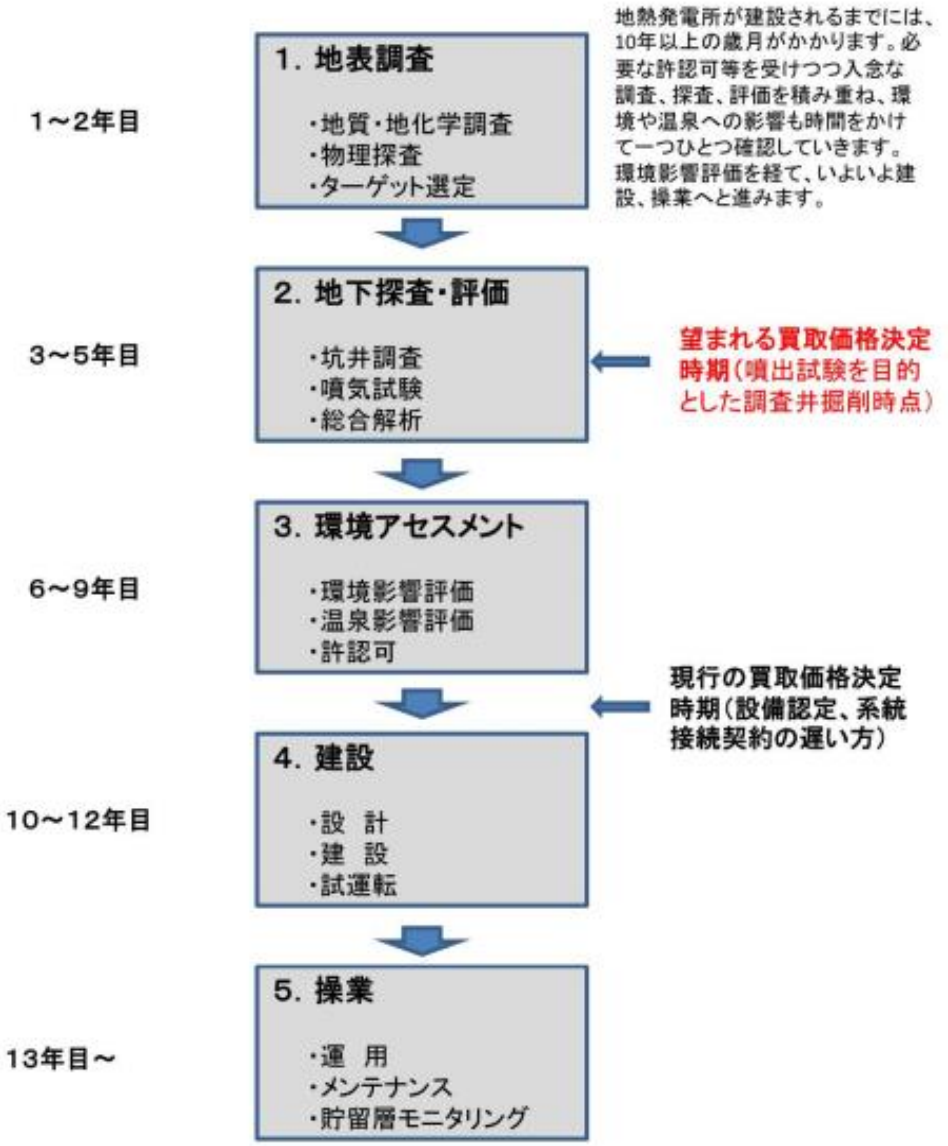
平成 28 年度の地熱発電における買取価格は 15 年間の調達期間において出力 15,000kW 以上の設備が 1kWh あたり 26 円（税込）、1, 5000kW 未満の設備が 40 円（税抜）に設定された。

この価格については、地熱が他の再生可能エネルギー電源と比較して開発リスクが高いことを考慮し、IRR（内部収益率）が税引前 13%になるように設定されたものである。

これまで、買取価格・期間については年度ごとに見直しがおこなわれることになっていた。地熱発電は、着手してから、事業化決定までに長期間を要すること

より FIT 制度及び現行の買取価格が保証されない限り、事業者が積極的に着手することが困難である。また、既に着手された地域を含めて事業化が成立するためには、現行の買取価格の維持が不可欠である。

また、大規模地熱開発の場合、これまでの FIT 制度での買取価格の決定時期は、図 3.3-1 のように環境アセス終了後（例えば表 3.3-2 の 30MW モデルでは事業化検討開始から 9 年目）であったため、事業者は買取価格変動リスクを長期間抱えながら事業化検討を進めなければならず、事業化判断を難しくしてきた。

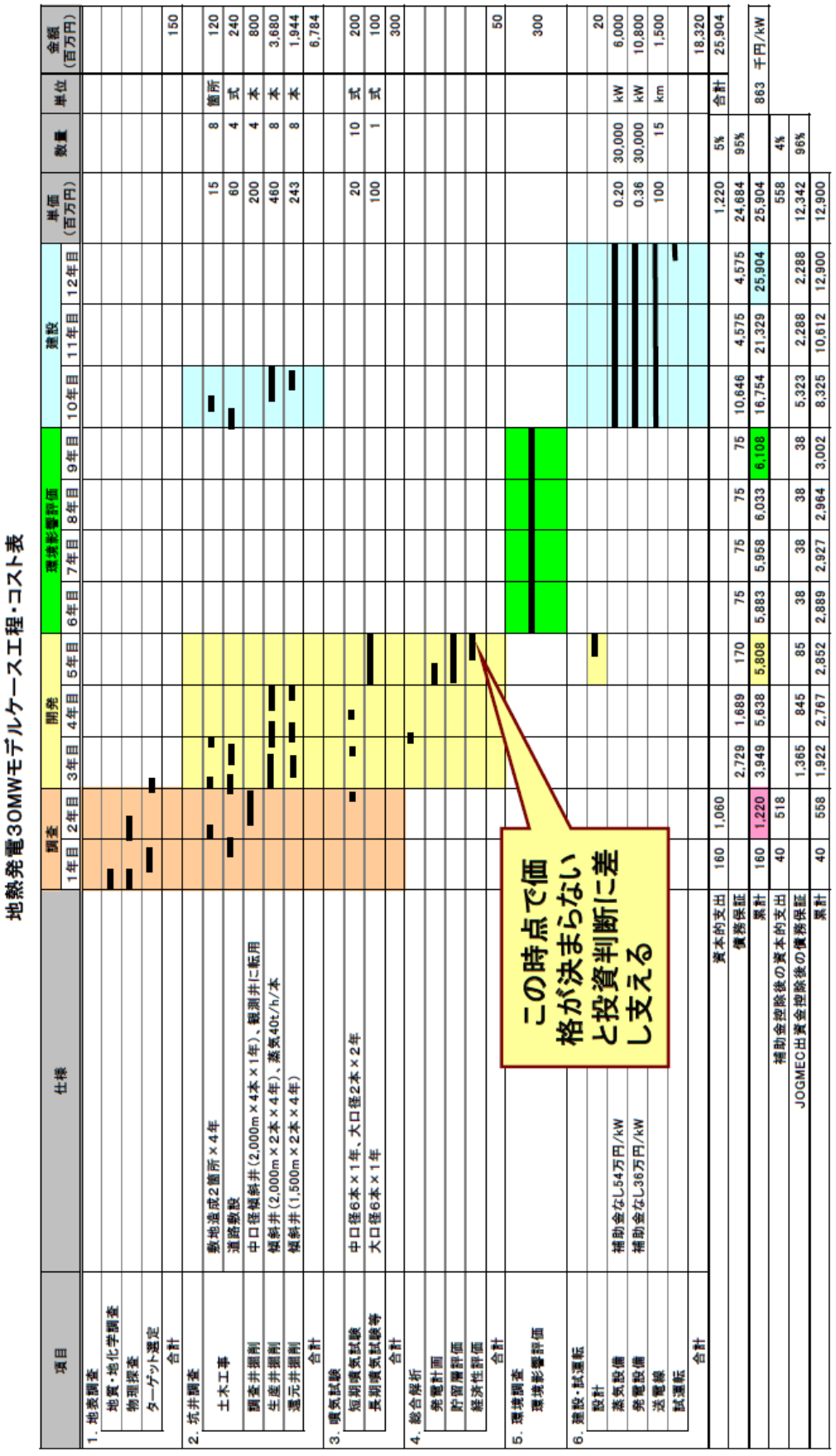


（出典）JOGMEC「地熱－地域・自然との共生に向けて」（平成24年）をもとに作成

図３．３－１地熱開発におけるリードタイム

出典：一般財団法人新エネルギー財団 新エネルギー産業会議(2)

表３．３－２　地熱発電所モデルケース工程コスト表　出典：経産省委員会資料 日本地熱開発企業協議会長[(3)]



項目	仕様	調査 1年目	調査 2年目	開発 3年目	開発 4年目	開発 5年目	環境影響評価 6年目	環境影響評価 7年目	環境影響評価 8年目	環境影響評価 9年目	建設 10年目	建設 11年目	建設 12年目	単価（百万円）	数量	単位	金額（百万円）
1. 地表調査																	
地質・地化学調査																	
物理探査																	
ターゲット選定																	
合計																	150
2. 坑井調査																	
土木工事	敷地造成2箇所×4年													15	8	箇所	120
	道路敷設													60	4	式	240
調査井掘削	中口径傾斜井（2,000m×4本×1年）、観測井に転用													200	4	本	800
生産井掘削	傾斜井（2,000m×2本×4年）、蒸気40t/h/本													460	8	本	3,680
還元井掘削	傾斜井（1,500m×2本×4年）													243	8	本	1,944
合計																	6,784
3. 噴気試験																	
短期噴気試験	中口径6本×1年、大口径2本×2年													20	10	式	200
長期噴気試験等	大口径6本×1年													100	1	式	100
合計																	300
4. 総合解析																	
発電計画																	
貯留層評価																	
経済性評価																	
合計																	50
5. 環境調査																	
環境影響評価																	300
6. 建設・試運転																	
設計																	
蒸気設備	補助金なし54万円/kW													0.20	30,000	kW	6,000
発電設備	補助金なし36万円/kW													0.36	30,000	kW	10,800
送電線														100	15	km	1,500
試運転																	
合計																	18,320
	資本的支出	160	1,060											1,220	5%	合計	25,904
	債務保証			2,729	1,889	170	75	75	75	75	10,646	4,575	4,575	24,684	95%		
	累計	160	1,220	3,949	5,638	5,808	5,883	5,958	6,033	6,108	16,754	21,329	25,904	25,904		863	千円/kW
	補助金控除後の資本的支出	40	518											558	4%		
	JOGMEC出資金控除後の債務保証			1,365	845	85	38	38	38	38	5,323	2,288	2,288	12,342	96%		
	累計	40	558	1,922	2,767	2,852	2,889	2,927	2,964	3,002	8,325	10,612	12,900	12,900			

事業化を進める意思決定のためには、買取価格の決定時期を現行より前倒しすることが不可欠である。価格変動リスクを低減するためには、買取価格決定時期を表 3.3-3、図 3.3-2 のように大きな投資が必要となる噴出試験を目的とした調査井掘削時期まで早めることが望まれている。

このような中、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（通称「FIT 法」）の改正案が平成 28 年 5 月に成立し、地熱を含むリードタイムが長い電源の買取価格決定方式については、複数年分を一括して決定することとされている（平成 29 年 4 月から適用）

表３．３－３　地熱発電所建設費内訳

出典：一般財団法人新エネルギー財団 新エネルギー産業会議[4]

（3 万 kW モデルケース）

費　目		費用(億円)	割合(%)
調査･開発	地表調査	2	1
	坑井掘削	71	27
環境影響評価		3	1
地上設備建設		183	71
総　額		259	100

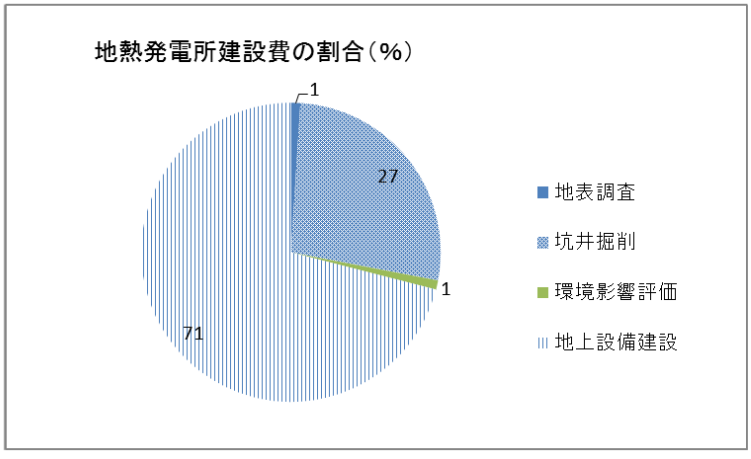


図３．３－２　地熱発電所建設費内訳

出典：一般財団法人新エネルギー財団 新エネルギー産業会議[4]

３．３．２　技術的課題[1]

地熱発電は、フラッシュ・バイナリー両方式のプラントが商用運転しており、技術的には確立されている。地熱発電のさらなる普及に向けては、地熱探査技術の向上や貯留層管理技術等が重要である。また、現在商用化されている技術に加え、さらに地熱の利用可能範囲を拡大するための技術開発が国内外で進められている（表３．３－４）。

表３．３－４　地熱発電の主な技術課題と解決の方向性
出典：NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第２版）[1]

技術課題		解決策・要素技術
低コスト化	地熱探査技術の向上	・地質調査 ・地化学調査 ・物理探査（温度，電気・電磁波，地震，重力，磁気）
	スケール対策	・地熱熱水からのシリカ除去
高効率化	貯留層管理	・プラント出力の適正化 ・EGS（涵養地熱系） ・蒸気条件変化への対応（タービン翼のフレキシビリティ）
高耐久化	耐食性	・耐食性材料 ・コーティング
利用可能資源の拡大	未利用温度帯利用	・バイナリー発電 ・高温岩体発電
管理・運用	有害物質対策	・砒素等除去

（１）低コスト化

a 地熱探査技術の向上

地熱発電の効率的な開発は、地質調査、地化学調査、物理探査等の地熱探査により、調査地域の地熱ポテンシャルをいかに正確に把握できるかが第一歩となる。地熱探査で有望と判断された場合、次にボーリング調査が実施されるが、ボーリング孔の掘削は1 本数億円の費用が必要であり、莫大な投資が要求される。開発リスク低減の観点からも、開発初期段階の地熱探査技術の精度向上は非常に重要な課題であり、技術開発が継続的に行われている。

ボーリング調査では、ボーリングコアやカッティングス（掘削した削り屑）により地質構造を明らかにするとともに、ボーリング孔に測定器を下ろし、電気抵抗や温度を測定する物理検層を行い、地熱貯留層の位置を把握する。1 本のボーリングで有望性が確認された場合、さらにボーリングを行い、貯留層の三次元的構造をより詳細に推定することで、地熱ポテンシャルの把握精度を高める。この時点までの精度が高ければ、次に行う生産井、還元井の掘削は比較的高い精度で行うことができる。

・地化学調査

地熱系のタイプ（蒸気卓越型、熱水卓越型など）を確認し、深部では最低限どの程度の温度が期待されるかを推定するとともに、供給される水の同質性評価により、深部流体の化学性状を推論し、熱水の供給源を決定する手法。物理探査などに比較して低コストで実施可能なため、他の探査に先行して実施される。

・物理探査

物理探査のパラメータには、表３．３－５ に示すようなものが含まれる。地質構造中に地熱流体が存在しているかどうかについては、電気探査法や電磁探査法によって調べることが可能である。

また、地震探査、重力探査、磁気探査等は、石油探査で採用されている手法であり、深部にある地熱貯留層を形成する地質構造の形状、規模、深度などの情報を収集することができる。

表３．３－５　物理探査の種類

出典：NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第２版）(1)

物理探査	探査項目・内容	
温度調査	温度測定・地温勾配・地殻熱流量	貯留層上面の温度推定値
電気探査法または電磁探査法	電気伝導度	地質構造中の地熱流体の有無
地震探査	弾性波の伝達速度	深部にある地熱貯留層を形成する地質構造の形状，規模，深度等
重力探査	密度	
磁気探査	磁化強度	

出典:「地熱エネルギー入門」Mary H. Dickson, Mario Fanelli 著(2008，日本地熱学会 IGA 専門部会)より NEDO 作成

b スケール対策

スケールとは地熱流体から配管等への析出物で、シリカ、炭酸カルシウム、硫化鉱物などがある。流体温度や圧力が急速に変化したり、流体混合があったり、溶存ガスの離脱により、溶存成分が過飽和になりスケールが発生する。スケールの付着は熱交換器における熱交換効率の低下や、配管閉塞等の問題を引き起こすため、定期的な除去作業、析出抑制剤の利用などの対策が必要となる。このスケール除去には多額の経費がかかり、ランニングコストを押し上げる要因となっているため、低コストのスケール対策技術の開発が求められている。

（２）高効率化－貯留層管理―

地熱発電では、発見した貯留層の特徴を踏まえたプラント規模の決定、生産井や還元井の配置、および運転開始後の貯留層の観測・解析と、貯留層の状況に合わせたプラントの運転が非常に重要となる。例えば地熱貯留層のポテンシャルを超えるプラント出力は、貯留層の減衰を早める原因となる。また、貯留層内の水量が不足した場合もエネルギー取得が困難になる。地熱発電を効率的に運用するために、貯留層管理は非常に重要であり、欧米ではEGS に重点を置いた技術開発を進めているが、まだ多くの点で検証を要する。

（３）高耐久化

地熱流体は塩化物や硫化物等の腐食性を有する物質や不純物を含む流体であるため、ケーシングのタイプや地上配管設備、タービン等の材料の物理的、電気化学的減耗を生じさせる。材料の減耗は施設の耐用年数に影響するばかりではなく、信頼性にも大きく影響する。対策は耐食性に優れたステンレス材料の使用、タービンのブレード部等へのコーティング材料の溶射、地熱流体への腐食抑制剤の注

入等が考えられる。しかし、地熱流体の含有成分、流速等の特性に応じて、最適となるステンレス材料は異なること、過度な対策はコスト上昇につながることなどから、地熱流体の特性に応じた対策が求められる。

（4）利用可能資源の拡大

現在地熱発電に使われているエネルギーは地熱源の一部であり、利用可能な熱源範囲を拡大するために様々な技術開発が行われており、温泉熱を利用した小型のバイナリー発電システムなどが開発されている。

（5）管理・運用

地熱発電において、セパレータにより蒸気と分離した後の熱水中には砒素などの有害物質が含まれている。全ての熱水は、地熱貯留層の圧力維持や地熱貯留層への水の補給、あるいは、排水による環境影響を防止するため、全量還元井から地下へ戻されている。したがって、現状では、砒素対策は考慮する必要がないが、将来的に有害物質を低コストで分離し、熱水のエネルギーや成分の有効利用への関心が高まれば、有害物質の適正な管理が必要となる。

3．3．3　立地上の課題[1]

（1）自然環境との調和

我が国の場合、地熱資源の賦存する地域の多くが国立公園などのプラント開発が困難な地点にある。日本における150℃以上の地熱資源量は約20GW あるいはそれ以上と推定されるが、このうち約80％強が国立公園の特別保護地区・特別地域内にあり、開発できない状況にあった。

しかし、2011 年の東日本大震災以降、エネルギーの安定供給やエネルギーシステムの歪み・脆弱性を是正する観点からも、再生可能エネルギーを大幅導入する必要性が一層高まったこと等を受け、行政刷新会議の規制・制度改革に関する分科会において、再生可能エネルギー導入の観点からの規制・制度のあり方が議論され、風力発電及び地熱発電について、自然公園法、温泉法等の許可の早期化・柔軟化が議論され、閣議決定がなされた（2010 年6 月18 日）。この中で地熱発電については、「地熱発電に係る過去の通知を見直し、傾斜掘削について、個別に判断する際の考え方を明確にするとともに、国立・国定公園の地表部に影響のない方法による事業計画であれば許可できる旨新たに通知するための調査・検討に着手する」とされた。

さらに、第 4 回エネルギー・環境会議（2011 年 11 月 1 日、内閣官房国家戦略室）にて「エネルギー規制・制度改革アクションプラン」が公表され、傾斜掘削による自然公園の地下開発であれば許可可能である旨通知すること、自然公園の区分や開発段階ごとに、許可が可能となる要件や方法を検討し、明確化すること、具体的な案件を対象に関係者の合意形成・連携促進のための優良事例の形成を図ることとされている。

これらを受け、環境省で「地熱発電事業に係る自然環境影響検討会」が開催され、自然公園法等の関係法令の諸規制の緩和措置等について議論・検討がなされ、新たな「国立・国定公園内における地熱開発の取り扱い」が定められた。これに

より、第2 種特別地域及び第3 種特別地域の地熱開発において、自然環境、風致景観等への影響が小さなものについては、個別に判断し自然環境の保全や公園利用に支障がないものは認めることとなった。

そのため、自然公園内の開発に向けた新たな実例作りが課題となることから、環境に配慮した機器開発が重要である。

（２）立地地域との共生

地熱資源の多くが温泉地に近接していることから、地熱発電開発の必要性について、地元の理解を得るよう努力するとともに、双方の利益を損なわないよう、調整を図ることも重要である。

そのためには、周辺の温泉地の温泉資源に影響を及ぼしていないかどうかを確認するために、温泉事業者の協力を得て温泉源泉の湧出量、温度等のモニタリングを実施し、これらのデータを積極的に公開することにより、調査段階から、地域の信頼と協力を得ることが、地熱発電の開発を円滑に進める上で重要である。

なお、環境省からは、温泉資源の保護を図りながら再生可能エネルギーの導入が促進されるよう「温泉資源の保護に関するガイドライン（地熱発電関係）」が、2012 年3 月に策定されている。

参考文献

３．３　地熱発電

(1)　(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構：NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第２版）　2014 年２月　第７章、ｐ9-10、ｐ36-41
http://www.nedo.go.jp/library/ne_hakusyo_index.html#pdfDL

(2)　（一財）新エネルギー財団　新エネルギー産業会議：地熱エネルギーの開発・利用促進に関する提言　平成 28 年３月
http://www.nef.or.jp/introduction/teigen/pdf/te_h27/te_h27_06.pdf

(3)　日本地熱開発企業協議会 会長 安達正畝：地熱発電の買取価格についての要望、経済産業省　第３回調達価格等算定委員会（平成24年3月19日）配布資料　資料７、
http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/003_07_00.pdf

(4)　（一財）新エネルギー財団　新エネルギー産業会議：地熱エネルギーの開発・利用促進に関する提言　平成 26 年３月
http://www.nef.or.jp/introduction/teigen/pdf/te_h25_06.pdf

３．４　水力発電

一次エネルギーの大部分を輸入に依存している我が国の脆弱なエネルギー構造の是正と国際的に対応が迫られている地球温暖化対策の一つとして、純国産エネルギーであり、CO_2排出量が極めて少ない水力発電の未開発地点の早期開発が期待されている。

上記の背景を踏まえ経済産業省では、水力資源をエネルギー源として有効に活用するための技術開発に関する所要の調査・検討を行い、環境負荷の小さい水力発電の経済性向上、開発促進に寄与することを目的に、「水力資源有効活用技術開発調査報告書　総括版（平成 19 年 3 月）」(1) をまとめている。さらに、地方公共団体や水力発電の新規参入者等が計画を策定する際に参考となるよう近年の水力開発に係る諸制度や技術の動向を「中小水力発電計画導入の手引き（平成 26 年 2 月）」(2) として取りまとめたほか、「中小水力発電ガイドブック」(3) が適宜見直されている。

また、国土交通省では「小水力発電設置のための手引き（平成 28 年 5 月）(4)」等に示されているように、小水力発電の普及促進を図るため、水利使用許可申請書類の一部省略、都道府県知事等への許可権限の移譲及び小水力発電プロジェクト形成支援窓口の設置、従属発電*に係る登録制の導入など、水利使用手続の簡素化・円滑化等を進めている。

近年の新設水力発電開発は、２．５．４で述べたように発電事業単独の場合、開発の奥地化・小規模化により経済的に有利な地点が減少してきていることから、既設水力の再開発を除けば殆どが未利用落差発電（河川維持流量等放流設備、砂防ダム、農業用水利施設、上水道・工場用水利施設、下水道施設などを利用した発電）、特に、出力規模 1,000ｋW 以下が中心となってきている。したがって本報告書では、今後も開発の主流になるであろうミニ水力、マイクロ水力等の小規模水力を中心に記述することとする。

＊他の水利使用に従属する発電であって、完全に従属していれば、許可の申請にあたり、原則として、主たる水利使用の許可を与えた際に審査した「河川の流況と申請に係る取水量及び関係河川使用者の取水量との関係を明らかにする計算」の提出が省略できる。

３．４．１　経済性

一般的に水力発電は、建設コストは高いが運転コストは安く、長期にわたり安定した運転ができるという特性を有している。経済性を優位にする条件として次の観点があげられる。

・長期間の安定した運転の確保
・建設コストの低減
・運転コストの低減

以下にそれぞれについての具体的な事項を述べる。

（１）長期間の安定した運転の確保

水力発電は流れ落ちる水の力で電気を起こすことから、計画策定にあたっては落差と流量が重要な要素となる。

特に小規模水力の場合はスケールメリットが乏しいため、発電された電気の供

給先や消費形態によって経済性が左右される。そのため、事業化を進めるにあたっては綿密な需要調査を実施しておいた方が望ましい。

落差は測量により容易に得られるが、流量は場合によっては長期間の流量調査を実施する必要があるため、事業計画策定にあたっては調査期間等も十分考慮しなければならない。小規模水力の場合は、既に流量（流況）が長期間にわたって把握されている地点（既設発電所水路、農業用水路、河川維持流量、上下水道管路等）を対象とした方がより安定した運転に寄与することができ、経済的に有利と言える。図３．４－１に、ダムの利用水深による落差変動の影響があるものの、安定した流量が得られる既設利水ダムからの河川維持流量の放流水および放流設備を有効利用した発電所の開発事例を示す。

図３．４－１　河川維持流量発電事例（関西電力㈱出し平発電所　平成 27 年 11 月運開）
提供：関西電力株式会社

自然河川からの取水を考える場合、当該地点での流量調査を短期間実施し近傍測水所やダム流入量等と相関をとる場合もあるが、近傍であっても流域内の地形・地質等により、年間流況や長期間流況が異なる可能性があり検討にあたっては十分注意する。また、長期間の安定取水のためには、河川の安定度（荒廃状況・伏流水等の変化等）も重要な要素となる。

（２）建設コストの低減

一般的な水力発電設備は、主に取水設備・導水路・水槽（余水路）・水圧管路・発電所（水車・発電機）・放水路等で構成される。建設コストの低減に寄与する方策として、設備の省略が挙げられるが、それに伴って付加される設備や機能等を十分考慮する必要がある。また、これらの設備は既設工作物を最大限有効利用した方が経済的である。

小規模水力では、土木工事よりも機器工事（水車・発電機）が経済性を左右する場合が多い。建設コストの低減と合わせて、水力資源を最大限活用し、より多

くの年間発電電力量を得ることで総合的にコスト低減を図ることも検討すべきであり、そのためには地点特性に応じた最適な水車型式の選定が重要となる。

一般的に水車型式は地点特性の落差・流量およびその変動範囲と価格等を考慮して最適型式を選定する。このため、水車選定及び発電効率の算定にあたっては流況の良否とその精度が経済性に大きく影響する。また、発電機は系統連系や単独負荷への電力供給（自立運転）等の運転区分によっては選定不可な発電機もあるため、運用面での制約も含めて十分検討する必要がある。

制御・保護装置については、水車・発電機の仕様や運転条件（自立運転、系統連携、低圧・高圧連携、逆潮流有無、応水・水調運転*等）によって必要となる制御・保護要素が決まる。小出力機器においては、パッケージ製品の採用や汎用品の組み合わせによるコスト低減の実現性が高いが、コスト低減を設備信頼性の低下に繋げてはならない。

＊流れ込み発電所で、取水量に応じた運転をするために、ヘッドタンクの水位によって、運転・停止を行う応水運転や、負荷を調整する水調運転が行われる。

（３）運転コストの低減

運転コストに影響する主な要因として、固定資産税・利子・人件費・修繕費・管理費等が挙げられる。今後開発の中心となるであろう小規模水力は、公衆災害等安全面における第三者影響や、電力供給面において運転停止による信頼度低下が系統に与える影響は少ないと考えられる。これらに対して、メンテナンスフリー設備の設置検討、監視・制御方式や保守点検の合理化などが運転コスト低減に繋がる要素となる。

３．４．２　技術的課題

近年開発された小規模の水力発電所のコストダウン事例等から見て、小規模水力の技術的課題を設備別に整理し以下に述べる(1)

（１）取水設備

取水設備に要求される機能は“少ない水をいかに効率よく安定して取水するか”であり、そのために配慮する事項としては次のようなものがある。

１）土砂や塵芥等への対応

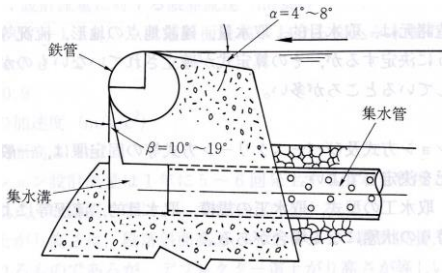
２）保守のしやすさ（流入土砂、塵芥を排除しやすい構造）

３）管理の状況（対応人員、管理所との距離等）

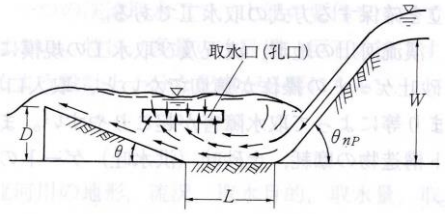
取水設備のコストダウン事例としては、既設ダムを有効に利用した事例や農業取水堰や砂防ダム等を発電用取水設備として兼用利用した事例がある。また、除塵や排砂作業がメンテナンスフリーとなるような取水方式の採用や無動力除塵機や小型除塵機等の開発も進められている（図３．４－２参照)。

一方、農業用水路の落差工での開発を目指した簡易パッケージ型の発電設備の開発も進められている（図３．４－３参照)。

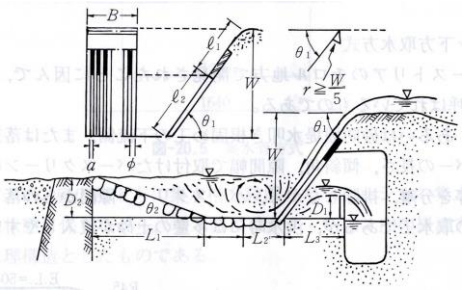
（ａ）浸透取水方式（フトン篭）



（ｂ）越流水付着取水方式



（ｃ）水クッション方式



（ｄ）バックスクリーン方式

図３．４－２　取水方式の参考例[1]

出典：新エネルギー財団、水力資源有効活用技術開発調査報告書 総括版　平成 19 年 3 月

発電所

発電機

図３．４－３　農業用水路落差工利用発電所の例

出典：資源エネルギー庁、中小水力発電計画導入の手引き　資料編　平成 26 年 2 月[2]

（２）水路・水圧管路

一般水力発電所の水路や水圧管路の材料には、鋼材、鉄筋コンクリートやＦＲＰ（M）*等の採用実績が多い。一方、「小流量・低落差」を対象とする小規模水力においては、水道・農業・下水道などで利用されている安価かつ施工性の良い一般市販管を採用することで、コストダウンを図れる可能性がある。このため経済産業省や日本電気技術規格委員会（JESC）において、一般市販管の水路・水圧管路への適用に関する検討が重ねられ、「水路に使用する樹脂管（一般市販管）及びその許容応力（JESC 規格　平成 24 年 10 月）」[5] が制定された。また、平成 28 年 5 月に「発電用水力設備の技術基準の解釈」が一部改正され、水路等に一般市販管を使用する場合は、この JESC 規格が適用可能となっている。

JESC 規格に規定されている一般市販管は次の３種である。

１）硬質塩化ビニール管（塩ビ管）

２）ポリエチレン管（ポリ管）

３）ポリエチレンリブ管（ポリリブ管）

＊管の内面と外面がＦＲＰ層で、中間層を樹脂モルタルとした複合管

（３）水車・発電機

水車は、落差や流量に対応して様々な種類があり、落差と流量を基本諸元として水車型式選定図から選定する。小規模水力用に開発された水車（クロスフロー水車、パイプライン型フランシス水車、一体形水車、ポンプ逆転水車、インライン式チューブラ水車、固定式カプラン水車、水中タービン水車等）の水車選定図を図３．４－４に示す。

水車・発電機はメーカーラインナップされたものから、仕様諸元を満足する型式のものを選定した方が経済的であるが、当該地点向けに設計された製品に比べ、性能面でやや劣ることがある。また、小規模水力用は開発途上であるためその量産化によるコスト利点を有効に活かせるものが限定される。

さらに、流量・落差の変動が大きい（変流量・変落差）地点では、設備利用率向上のため可動羽根化や可変速化が考えられるが、価格はその分増加する。この他の変流量・変落差対応としては、

〔変流量対応〕並列運転方式（複数台による運転・停止切替）、両掛水車*、多射ペルトン水車やガイドベーン分割クロスフロー水車の適用。

〔変落差対応〕直列運転方式（複数台による運転・停止制御）の適用。

変落差対応としての直列運転方式では、低落差域での停止水車は損失として働くため、その経済性は変落差の大小や低落差となる期間の長さ等の地点特性により左右される。

＊発電機の両側に水車がある型式。一般には１条の水圧鉄管を２条に分岐し、最大水量の 50～100%の水量では２台運転とし、50%未満の水量では１台運転に切替える。

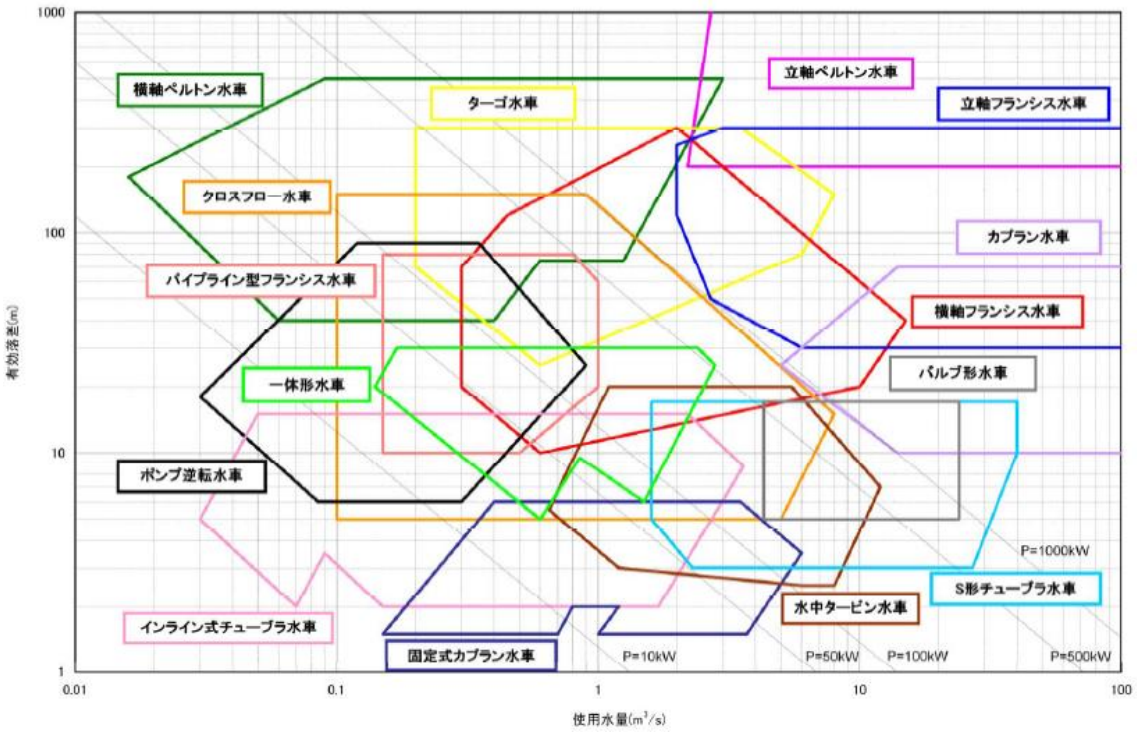
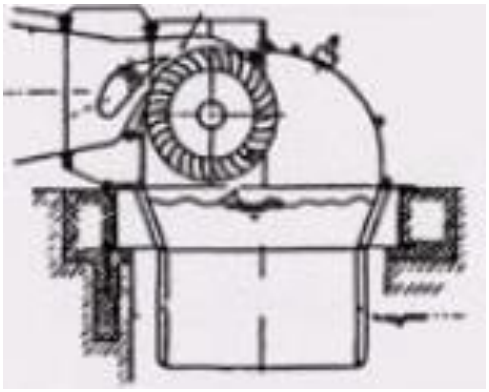


図３．４－４　水車型式選定図

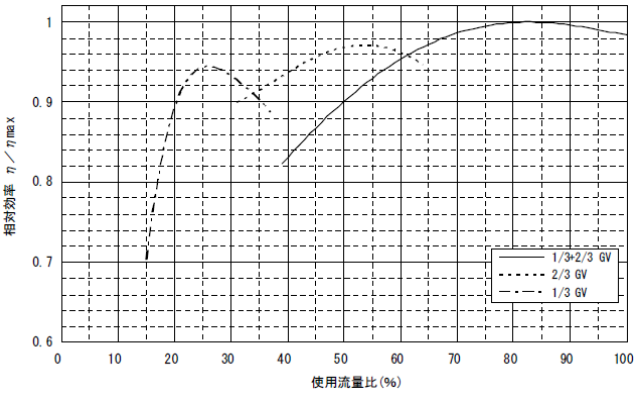
出典：新エネルギー財団、水力発電計画工事費積算の手引き　平成 25 年 3 月（6）

変流量対応として、分割ガイドベーン式クロスフロー水車が開発されている。図３．４－５に分割ガイドベーン式クロスフロー水車の概略図と相対効率を示す。最大効率ではやや劣るものの、軽負荷でも高い効率を得ることができる水車である。

小規模水力の場合、こうした水車・発電機の選定が経済性を左右する場合が多く、水理特性、地点特性に応じた最適な水車型式を選ぶことが重要である。



（ａ）水車概略図



（ｂ）相対効率

図３．４－５　クロスフロー水車

出典：新エネルギー財団、水力発電計画工事費積算の手引き　平成 25 年 3 月（6）

３．４．３　環境への影響[7]

一般的な水力開発においては、工作物の構築に伴う森林伐採や河川の減水区間の出現、貯水池の堆砂・流木・水質変化等、自然環境・社会環境への影響が懸念され、一定規模以上の開発には環境影響評価が必要となる。（出力 3 万 kW 以上の事業が対象となり、出力 2.25 万 kW 以上は対象とするか判定する）

小規模水力を対象とした場合は、地形の改変面積や調整池の規模が小さく、また使用水量も少ないため、河川水質や周辺生態系等におよぼす影響は相対的に小さいと言える。また、既存の河川維持流量を利用した発電のほか、農業用水・上下水道・工場用水等を利用した未利用落差発電は、環境への負荷は限定的と見なせる。

小規模水力開発では、環境影響評価は法令上の対象とならないが、必要に応じて既存文献資料を主体とした補完的な現地調査やヒアリング等を自主的に行うことも検討すべきである。なお、発電設備が民家等に近接する場合は、流水や飛沫、機器からの騒音・振動等に対し、環境保全対策を検討する必要がある。

参考文献

３．４　水力発電

(1)　水力資源有効活用技術開発調査報告書　総括版（平成 19 年 3 月）：経済産業省　資源エネルギー庁　一般財団法人 新エネルギー財団
http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/download/pdf/ctelhy_002.pdf

(2)　中小水力発電計画導入の手引き（平成 26 年 2 月）：経済産業省　資源エネルギー庁
http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2014fy/E003937.pdf

(3)　中小水力発電ガイドブック(新訂 5 版)（平成 25 年 2 月第 8 刷発行）：経済産業省 資源エネルギー庁　一般財団法人 新エネルギー財団

(4)　小水力発電設置のための手引き Ver３（平成 28 年 3 月）：国土交通省　水管理・国土保全局
https://www.mlit.go.jp/river/shinngikai_blog/shigenkentou/pdf/tebiki_suiryoku_1602.pdf

(5)　水路に使用する樹脂管（一般市販管）及びその許容応力（JESC 規格　平成 24 年 10 月）：日本電気技術規格委員会
http://www.jesc.gr.jp/jesc-assent/pdf/quotation/h3004_2012.pdf

(6)　水力発電計画工事費積算の手引き（平成 25 年 3 月）：経済産業省　資源エネルギー庁　一般財団法人 新エネルギー財団
http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/download/pdf/ctelhy_011.pdf

(7)　水力発電環境保全対策ガイドブック（平成 16 年 3 月）：経済産業省　資源エネルギー庁　一般財団法人 新エネルギー財団
http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/download/pdf/ctelhy_013.pdf

３．５　バイオマス発電

３．５．１　経済性

バイオマス発電の発電コスト（社会的費用を除く発電原価相当）については、第２章で示したとおり、2014 年基準でバイオマス（専焼）が 28.1 円/kWh、バイオマス（混焼）が 12.2 円/kWh と試算されている。

NPO 法人バイオマス産業社会ネットワークのバイオマス白書(2015)[(1)]によると、固定価格買取制度においては、規模別の買取価格となっておらず、特に規模が大きくなるほどコストが低くなる直接燃焼の木質バイオマス発電では、5,000kW 以上の規模でなければ採算を取りにくいが、10 万㎥程度の木質チップを必要とするため、導入できる地域が限られていた。そのため、より小規模で買取価格の高い買取り区分の設置を要望する声が多く上がり、2015 年 4 月より、未利用木質バイオマスに 2000kW 未満で 40 円/kWh（税別）という区分が新設された。小規模の木質バイオマス発電は、ドイツなどでは増加しているが、日本ではまだ導入数は少ない。

また、NEDO 再生可能エネルギー技術白書（平成 22 年 7 月）[(2)]においては、海外における商用プラントの建設単価およびバイオマス発電単価が表３．５－１の通り整理されており、発電単価は木質専焼の場合 5.5 円～12.0 円/kWh、混焼の場合 1.8～5.4 円/kWh と試算されている。

一般的に発電単価は、大規模になるほど低下することから、規模が大きいほど事業性は高くなる。ただし、バイオマス発電事業の規模の設定において留意しなければならないのは、バイオマスを安定調達できる範囲で発電規模を設定することである。木質バイオマスを利用して電力と熱に変換する技術には、直接燃焼による燃焼発電とガス化発電が挙げられ、燃焼発電は規模が大きくなるほど発電効率が向上するため、比較的規模が大きい場合に有利である。小規模の場合には、ガス化発電の方が発電量を多くできるため、ガス化発電の方が有利ではあるが、ガス化発電技術は商業導入事例が数例あるものの、技術的に未熟であるため、実際に商業利用するには更なる技術開発が必要な状況である。

なお、NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版（平成 26 年 2 月）[(3)]によると、図３．５－１に燃焼発電の効率向上を示すように、最新のバイオマス燃焼発電技術では、5,000kW 規模でもガス化発電と同程度の発電効率が出せるようになってきている。したがって、採用技術の検討時には、最新技術や導入実績状況などを踏まえた計画検討が重要である。

表３．５－１　海外におけるバイオマス発電のコスト[2]

出典：独立法人行政新エネルギー・産業技術総合開発機構．NEDO 再生可能エネルギー技術白書
～新たなエネルギー社会の実現に向けて～．平成 22 年 7 月

対象	プラントサイズ	建設単価	発電単価
木質専焼	0.1～100 MW	2,600～4,100 ドル /kW (208,000～328,000 円 /kW)	0.069～0.150 ドル /kWh (5.5～12.0 円 /kWh)
混焼	20～100 MW	430～900 ドル /kW (34,400～72,000 円 /kW)	0.022～0.067 ドル /kWh (1.8～5.4 円 /kWh)

出典：“Deploying Renewables 2011”（2011, IEA）より NEDO 作成
※：1US ドル＝80 円換算

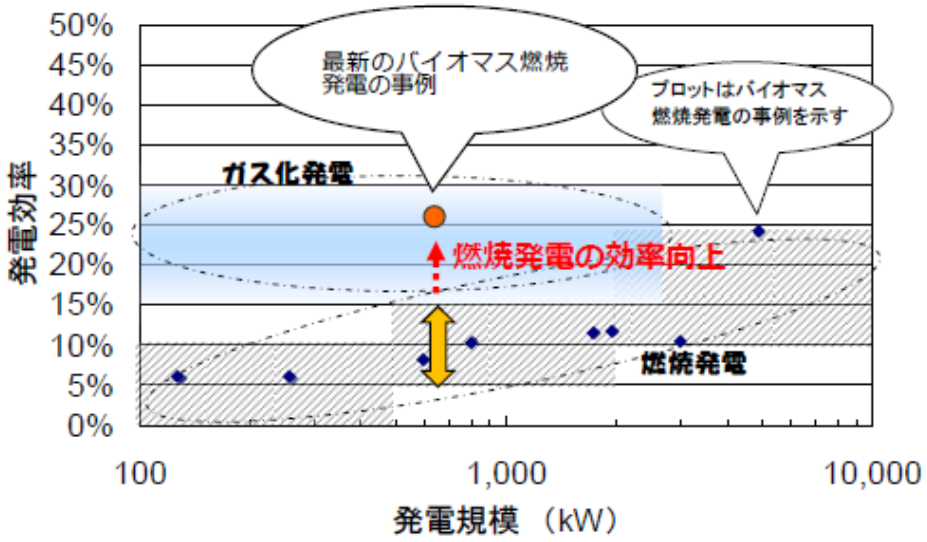


図３．５－１　燃焼発電とガス化発電の規模と発電効率の関係[3]

出典：独立行政法人　新エネルギー・産業技術総合開発機構．NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版　-再生可能エネルギー普及拡大にむけて克服すべき課題と処方箋-

３．５．２　目標達成状況と評価

（１）バイオマス・ニッポン総合戦略における目標の達成状況

農林水産省バイオマス活用推進基本計画（平成 22 年 12 月）[(4)]によると、総合戦略においては、「バイオマス・ニッポン」の早期実現に向けて、「技術的観点」、「地域的観点」および「全国的観点」の３つの観点から目標が設定されている。

「技術的観点」においては、経済性を向上させるためのバイオマス活用技術の開発を促進することが重要であることを踏まえ、

- 含水率の低いバイオマスについて、バイオマスの日処理量 10 トン程度のプラントにおいてエネルギー変換効率（電力換算）として 20 %程度を実現できる技術の開発
- バイオマスを製品に変換する技術において、新たに実用化段階の製品を 10 種以上作出

等の目標が設定されている。この目標に沿って、国の所管する独立行政法人や民間研究機関を中心に、多くの優れたバイオマス活用技術が開発されつつあるものの、これらの技術については、完成度の異なる様々な技術があり、複数の技術を組み合わせた効率的かつ一貫した技術体系が確立されていないこと等から、経済性や LCA（Life Cycle Assessment）を考慮した温室効果ガスの削減の面で、実用化・普及まで至っている技術は少ない状況にある。

「地域的観点」においては、バイオマスの賦存状況、利用に対する需要の条件等は地域によって様々であり、地域ごとに地域の実情に即したシステムを構築することが重要であることから、地域が主体的にバイオマスの活用に取り組む枠組みである「バイオマスタウン」を 300 地区程度構築することを目標として設定している。2010 年 11 月末現在、全国で 286 地区がバイオマスタウン構想を策定しており、数の面では目標の達成が進みつつある。一方、バイオマスタウンについては、地域の主体性を重視してきたことから、従来、国はバイオマスタウン構想の策定状況を把握するにとどまり、地域がバイオマスタウン構想を策定する際の参考となるモデルの提示、各地域のバイオマスタウン構想の達成状況の把握等、バイオマスタウン構想を効果的に実現させるための取組は、必ずしも十分になされていなかった。このため、バイオマスタウン構想を策定したものの地域における取組が全く進捗していない地域や、バイオマスタウン構想に位置づけたバイオマスの利用率や経済性の面での目標を十分に達成できていない地域が存在する状況となっている。

「全国的観点」においては、バイオマスの活用を進める関係者に対して全国的観点からの目標を掲げ、関係者全ての理解と協力の下で、その実現を図ることが重要であることから、廃棄物系バイオマス*1、未利用バイオマス*2の利用率等について目標を設定し、それぞれ、取組を推進してきた。廃棄物系バイオマスについては、炭素量換算で 80%以上活用するという目標に対して、現在、利用率は 86 %となっており、目標は達成されている状況にある。これは、建設工事に係る資材の再資源化等に関する法律（建設リサイクル法）や食品循環資源の再生利用等の促進に関する法律（食品リサイクル法）等の廃棄物系バイオマスを活用す

るための法律の制定や下水汚泥のセメント化等の建設資材利用の大幅な進展等によるものと考えられる。未利用バイオマスについては、炭素量換算で 25%以上活用するという目標に対して、現在、利用率は 17%にとどまっている状況にある。これは未利用バイオマスの効率的な収集システムが確立されていないことや、コスト面等で利用者のニーズに十分対応できていないこと等が要因であると考えられる。

＊１廃棄物系バイオマス：家畜排せつ物、食品廃棄物など処理・処分が行われているもの

＊２未利用バイオマス：もみ殻、稲わら、林地残材など

（２）バイオマス・ニッポン総合戦略の評価

農林水産省バイオマス活用推進基本計画（平成 22 年 12 月）[4]によると、総合戦略の策定及びその推進により、バイオマスの活用推進に向けた国民的理解の醸成が進みつつあり、また、総合戦略に定められた技術的な目標やバイオマスタウン構想数の目標については、一定程度達成されている状況にあるとされている。また、バイオマスタウン構想の策定を契機として、バイオマス利用を特色とした地域づくりに成功し、新たな雇用の創出や廃棄物処理コストの低減を実現している市町村の事例も存在し、適切な手法でバイオマスの活用を行うことによって地域の活性化が可能となることを実証したことも総合戦略の成果である。

一方で、総合戦略に位置付けられた未利用バイオマスの利用や、各地域のバイオマスタウン構想に基づく実際の取組が十分に進んでいないことが、今後解決すべき課題としてあげられる。これらの課題が解決されていない原因は、

① バイオマスの利用に関する様々な技術を組み合わせて、バイオマスを効率的に利用するための技術体系を確立するまでには至らなかったこと

②バイオマスタウン構想に基づく各地域の取組を統一的な基準によって評価し、構想の見直しや地域における事業の改善を図るといった具体的な枠組みが構築されていなかったこと

等が考えられる。

３．５．３　今後に向けた課題

（１）概要

NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版[3]によると、バイオマスエネルギーは、太陽光発電や風力発電と比べ、設置すればエネルギーを発生できるものではなく、太陽の恵みと手間を掛けて育てたバイオマスを収穫して運搬し、燃料に加工（必要に応じて含水率の調整をするための乾燥工程などを含む）した上でエネルギーに変換して利用するものとされている。他の再生可能エネルギーと比べてエネルギー源にコストが掛かっていることが大きな違いである。唯一、廃棄物系バイオマスが前工程を省かれているため、逆有償での扱いとなる。燃料として貯蔵が可能であるバイオマスエネルギー利用では、天候に左右されず、熱や電力の需要に合わせたエネルギーの変換および供給が可能である。

また、バイオマスエネルギー利用に関しては、熱や電力の需要の少ない中小規

模の地産地消と大規模化による効率および経済性の向上を目指した広域大規模化の二極化の方向性がある。ある程度のエリアで、必要量の収集運搬が可能で、大規模なエネルギー変換であれば、コスト的にも採算がとれる場合が多い。石炭火力発電所での混焼などもこの部類に入る。

このような背景からバイオマスエネルギー利用の今後に向けた課題は、バイオマス資源のエネルギーへの変換および利用技術だけでなく、原料の収集、製造される燃料の性状の調整や規格、持続可能性基準など、多様な観点で取り組む必要がある。加えて、地域特性に応じた地道な普及促進を念頭に置く必要もあるのがバイオマスエネルギーの特徴でもある。バイオマス資源のエネルギー変換および利用機器の展開に関する個々の課題の関連を図３．５－２に示す。

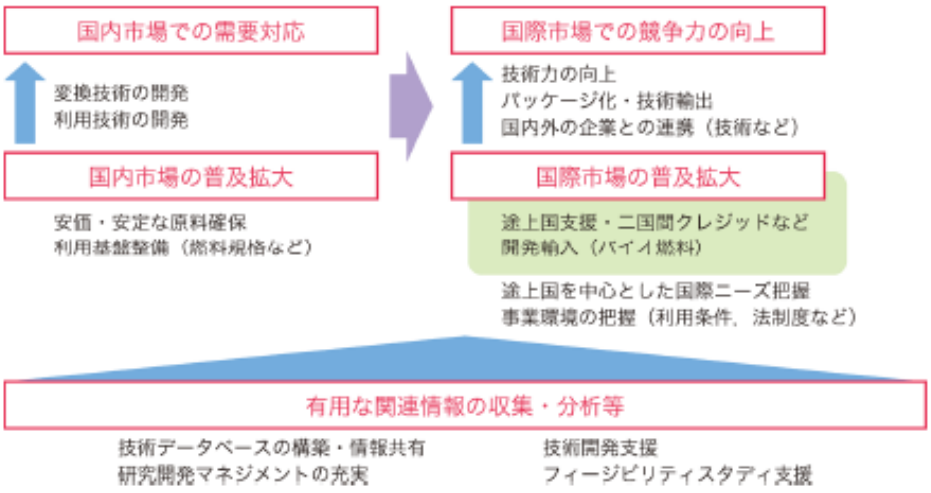


図３．５－２　バイオマス資源のエネルギー変換・利用に関する国内外市場での事業展開に関する課題の構造イメージ[3]

出典：独立行政法人　新エネルギー・産業技術総合開発機構．NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第２版　-再生可能エネルギー普及拡大にむけて克服すべき課題と処方箋-

（２）国内市場の拡大とその市場への対応に関する課題

NEDO 再生可能エネルギー技術白書（平成 22 年 7 月）[2]においては、国内市場の拡大とその市場への対応に関する課題について、以下の通り取り纏められている。

１）安価・安定的な原材料確保

日本国内でバイオマス資源のエネルギー利用をさらに普及するためには、資源調達から利用までのシステム全体の低コスト化を目指すことが重要である。効率的であり低コストで資源を収集する社会システムの構築や、エネルギー利用の際に生じる廃熱や副産物の有効活用の推進などが挙げられる。

木質系バイオマスを活用する場合、未利用残材まで利用するには、林道や道路網の整備、林業機械の効果的な利用を進め、原料の収集運搬コストの低減が

必要で、そのための日本の特性や地域に応じた林業機械などの開発およびシステム化も有効な手段といえる。

バイオマス資源のエネルギー利用に関して、利用するバイオマス資源の多様化への対応のための技術開発、高効率化および低コスト化のための新たな変換技術の開発などが進められているものの、地域特性による差異が大きいこともエネルギーシステムを構築する上で課題となっている。また、FIT による発電事業でも、燃料として大量に安定して確保できることが事業要件となるが、燃料としてのバイオマスの確保や収集運搬距離も、事業を推進する上での設備費や変動費の検討で重要な要因となる。さらに最も効率がよいとされている熱利用では、必ずしも適切な利用設備が付随しているとは限らず、バイオマスエネルギーを普及促進する上で多面的な検討が必要である。そのため、システムの導入要件の整備や変換技術の展開の推進が普及促進につながり、質的および量的拡大につながると見込まれる。

2）利用基盤整備

バイオマスエネルギーの導入を拡大するためには、エネルギー利用の原料となるバイオマス資源の安価かつ安定的な調達方法の確立が必要である。ただ、木質ペレットなどに関する合理的な燃料規格の策定は、変換技術の開発推進や普及拡大のためにも重要であり、利用基盤の整備として早期に着手が必要である。

木質ペレットやブリケットなど熱利用向け固体バイオマス燃料の発熱量、残渣率、バイオエタノール、バイオディーゼル、バイオガスなど輸送燃料の各種品質項目に関する規格を利用者の安全の確保やバイオマス資源のエネルギー利用の普及拡大の観点から策定することが必要である。

輸送燃料のバイオマス資源由来燃料と化石資源由来燃料の混合比率などについては、利用技術の変化に応じて適切に見直すことが必要である。

しかし、既に存在している流通システムに即応できる燃料化が最も近道であり、後述する輸送用燃料などを含め、利用基盤と合わせた技術開発として、目標を見誤らないようにする必要がある。

3）エネルギー変換・利用技術

a. 発電

ボイラ、蒸気タービン、発電機などの基本技術はおおむね成熟しているものの、バイオマス施設の中小型設備に関しては、これまでコスト的に見合わなかったことから、それほど商品化が進んでいないのが実態である。大型設備も含めてさらなるコストダウンが望まれる。

石炭火力発電所のバイオマス混焼設備の導入拡大、既存設備でも受け入れ可能な燃料変換技術としてのバイオマス混焼率の増大も課題の一つである。そのための半炭化技術や既存のインフラに併せた燃料変換（LPG など）によって、輸送や利用の効率化を加味した燃料製造なども大事な要件である。

熱分解ガス化発電に関しては、技術的には実用化域に近いものの、商用設備として導入するためには、設備導入費や運転保守費を含めてさらなる低コスト化が必要である。ガス化された可燃ガスは燃料として貯蔵でき、燃焼量のコントロールが比較的容易であるというメリットを活かすために、ガス化の安定性と信頼性とともに、低コスト化を実現することが重要である。

バイオガス発電については、ガスエンジンコージェネレーションでの燃料に要求される不純物の除去など、制約に応じた精製設備の設置といったコスト構造的に厳しい面があり、さらなる簡素化やコストダウンが求められる。バイオガスの精製による高濃度化などの技術も求められる。

また、複数のバイオマスをメタン発酵の原料として利用することが技術的にまた立地的に可能有効である場合もあり、異なる種類のバイオマスを効率的に発酵する技術やコストダウンが期待される。

一方、バイオマスエネルギー変換技術は海外から導入された技術や、海外製品という例も少なからずあるため、国内技術による製品開発も期待される。
バイオマス資源を燃料とした発電によるエネルギー利用では、太陽光発電や風力発電など他の再生可能エネルギーと比べ、高負荷での安定運転が可能であることや、ベース電源にもなり得ること、負荷追従が容易であることなどの利点がある。そのため、スマートグリッドへの組み込みなど、後述する熱利用と合わせた総合的なシステムとしての活用の模索も重要となる。

b. 熱利用

日本は、四季の関係で暖房需要が限られており、かつ地域較差も大きく、ヨーロッパのようには熱利用が進みにくいのが実情である。加えて、夏期や中間期での冷房需要などの必要性から、安定的に熱需要がある工場などでの利用を除き、熱利用のシステム構成は複雑である。

熱供給事業など大型化による高効率化なども話題に上るが、このような暖房需要や冷熱需要による設備構成の高コスト化の問題や、熱供給事業法などの制約によって、事業化できる地域は人口や熱需要が密集化している都市部にとどまり、バイオマスエネルギー利用の実績は限定的といえる。

熱利用のもう一つの課題は、暖房需要だけではなく、設備利用率の高水準化が難しいことにある。発電によるエネルギー利用は、電力系統に接続することによって、ほぼ安定的に無限の需要が存在し、操業に見合った発電をしても問題がない。しかし、熱利用は直接配管でつながれた需要家の需要に応じてのみ使われる。さらに、日中のみの利用に限定されるなど、総じて設備利用率が低い。工場負荷などで 24 時間操業、週末起動停止（Weekly Start and Stop：WSS）であれば効果的な利用であるが、日中のみの利用で日間起動停止（Daily Start and Stop：DSS）運用する場合は、設備の昇温や降温など機器の寿命やメンテナンスに与える影響も大きく、ランニングコストの低減につながらない。

熱需要の近傍に立地あるいは施設を誘致し、捨てられている廃熱を有効利用するなど、インフラを考慮した種々の工夫やシステムの構築が重要な課題であ

り、今後はモデルケースとしての実証などを再検証する必要がある。

また、利用機器の低コスト化と高効率化に加え、ペレットやブリケットなど燃料の特性に応じた投入や残渣処理の容易さなど、産業、業務、家庭、エネルギー転換の各利用部門での利用の工夫や製品の改良も求められる。

c．輸送燃料

食糧競合などの観点から、第一世代エタノール製造やエステル交換によるバイオディーゼル燃料製造は、対象原料が限定され、持続可能性を考慮した際の資源制約などの観点から推進されていない。また、第一世代エタノールでは米国とブラジルが、エステル交換によるバイオディーゼル燃料製造では欧州やアジアが先行しており、既に市場としても成熟している。

現在、2020 年の商用化を目指して第二世代エタノール製造を、2030 年頃を目指して BTL（ガス化合成液体燃料）ディーゼル燃料製造（BTL ガソリン製造）と微細藻類由来のバイオ燃料製造の技術開発が進められている。また、欧米をはじめ、バイオマスジェット燃料への関心が高まり、航空機メーカーや航空会社とも連携して、実機による試験も行われるようになってきている。

これらは、エネルギー製造技術だけでなく、原料製造などの上流から利用段階の下流まで、社会システム全体としての連携性を十分に念頭に置くことが必須であるが、製造コストとの両立を余儀なくされており、技術開発は多方面にわたる配慮が必要である。

加えて、製造された輸送燃料を供給するためのインフラや、輸送燃料を利用する車両や機器、燃料規格への適合なども併せて進める必要があり、今後の開発が期待される。導入普及に対する政策面からの方針策定、基準などの整備も急がれる。

4）メンテナンス体制などの整備

メンテナンスは、常にランニングコストに直結したコスト要因である。設備機器の納入後の運用段階では、メンテナンスフリー化とともに、実際にプラントの維持管理に当たる運転員にプラントの運用ノウハウを身に付けさせるまでの人材育成支援が求められるが、併せて故障時やトラブル時の修理対応、交換部品のデリバリーなどのサービスをタイムリーに対応できるよう、サービスネットワークを構築することが必要である。しかし、地産地消の小規模分散型では、メンテンス体制の構築は、機器の供給側にとってかなりの負担となる。アフターサービスが競争力の源泉になり得る場合、納入エリアのメンテナンスを担当する人材の育成だけでもよいが、設備機器全体を一括でメンテナンスできるサービス体制をそれぞれの町や村で設置することも方法の一つである。

そのためには、機器供給メーカーや設備のプラントエンジニアリング会社の出先での融合、現地関係者の積極的な関与など、今後は地域中心での展開も必要となる。

総合的な予防保全を行うことでもコストを下げることが可能で、持続的に施設

が運営されていくためにも、改めて考える必要がある。

5）バイオマスエネルギーデータベースの構築に向けて

バイオマスエネルギー利用は、幅広いバイオマス種、変換技術、地域特性の違いなどから、導入システムの最適となるモデルが一義的に決まらない。技術的な研究開発だけでなく、バイオマス資源の調達から、前処理、エネルギー変換、燃料などの供給、熱利用機器など、バイオマス資源のエネルギー利用の上流から下流までのシステム要件の構築が急務である。特に、補助金に頼らずバイオマスエネルギー利用設備としての実現可能性を高めるためには、FS／エンジニアリング、シミュレーション、実証研究を経て、データベースの構築を引き続き実施し、モデル例を明示することが重要である。

（3）国際競争に関する課題

NEDO 再生可能エネルギー技術白書（平成 22 年 7 月）[(2)]においては、国際競争に関する課題について、以下の通り取り纏められている。

1）概要

バイオマスエネルギー変換および利用機器分野の技術開発、市場参入については一部の市場あるいは一部の分野で、日本企業より欧米系企業が先行していることは否めない。日本として狙うべき市場や有望な分野を見極めつつ、欧米企業に対する優位性を確保するための国際競争戦略を明確化する必要がある。

海外市場への進出に当たっては、国内需要に対応する中で培われた変換および利用技術を武器に、国際市場での競争力を向上した上で、さらに積極的に市場を開拓および拡大することによって、国際競争でより優位なポジションを確保することが期待される。普及拡大および市場開拓の具体的な内容としては、途上国支援と二国間クレジットなどの案件形成、バイオ燃料に係る開発輸入などが挙げられる。

国際競争での競争力の源泉は、国内市場の拡大への対応で培われた技術力の向上や、バイオマス資源のエネルギー変換および利用技術のパッケージ化、国内外の企業との連携、国際市場への対応のために具備すべき条件の明確化のための途上国ニーズと事業環境（バイオマス資源の種類と性状、環境面などでの法規制など）の把握などに求めることができる。

2）パッケージ化および技術輸出

バイオガス利用機器などをインフラの整備された地域に導入する場合、周辺技術を含めたシステムのパッケージでの市場導入をアジア圏で行うことが戦略となる。また、技術輸出では、官民が一体となったプロモーションを展開することも必要である。東南アジアのように豊富なバイオマス資源に恵まれている地域に対し、その資源に着目した海外からのバイオマスプラントのインフラ輸出を各国が

官民挙げて取り組んでいる。

ASEAN 地域で、簡易型メタン発酵槽は、韓国や中国の他にドイツの企業から積極的な提案がある。また、アフリカ地域では、古くから結びつきの強い EU 諸国と中国が売り込んでいる。こうした状況の中、行政の力が強い地域では、日本政府と民間企業が連携し、現地の行政機関を巻き込みながら、地域の行政課題やニーズと合う方策の一つとして売り込む努力が期待されている。

3）国内外企業との連携

バイオマス資源のエネルギー利用（特に輸送燃料製造）では、以下に述べる観点で、ビジネススキームの上下流連携が求められる。バイオマス資源の利用に当たっては、資源の育成、収穫、前処理などいくつかの要素技術の組み合わせが必要な場合がある。さらに、変換技術や利用技術との組み合わせなど、単一企業のみでは対応が困難なことが多い。このような場合、ビジネススキームの上下流連携の確立が必要であり、また、資源が豊富でバイオ燃料需要のある地域でそのスキームを確立する必要がある。そのために、民間同士の国際連携や官民協同でビジネス機会を積極的に創出することが必要である。

また、技術以外の面での連携も必要となるケースがある。日本からすべての部品を輸出して現地で組み立てるのは多大なコストを要することから、現地で調達できる部品（汎用品など）は可能な範囲で現地で調達し、プラントを作る上で日本から必要最低限持ち込まなければならない中核部品などについては日本から持ち込むというような、低コスト化を工夫する必要がある。現地法人や別の国の法人との協力関係を保つ工夫が求められる。

4）途上国などのニーズ把握、事業環境把握

日本のプラントメーカーが海外に進出していく場合、現地のインフラ条件に合わせてプラントの設計を考慮する必要がある。特に日本国内は、上下水道、電力、道路などのインフラがほぼ整備された状態であるのに対して、海外の新興国では、上下水道が未整備であるケースや、電力のグリッドが未整備な地域あるいは脆弱な地域など、日本とは状況が異なる場合が多い。特にバイオマス関連のプラントでは電力や用水を多く使用し、排水も多いため、現地のインフラ条件を前提とした計画を立てる必要がある。

今後の技術開発や製品開発に役立てるため、国内外のバイオマス資源のエネルギー利用に関する技術データベースを構築し、これを共有するためのプラットフォームを整備する必要がある。技術データベースには、技術内容だけでなく、各国のエネルギー政策や前述した事業環境に関する基礎情報や基礎データなども整備することによって、国際的な競争環境を認識した民間での技術開発を促すことが可能となる。

3．5．4　まとめ

NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版[3]によると、バイオマスエネルギー利

用に関しては、中小規模の地産地消と広域大規模化の二極化の方向性があり、大規模施設は、国内である程度設置が進めば、それ以上は原料の取り合いなどから、必ずしもどこででも普及が進むことにはならないとされている。中小規模施設と大規模施設の間には、収集運搬面の問題などから、大規模施設への集約が困難なこともある。畜糞などもともと小さな規模でしか収集できないバイオマスも多く、施設の大型化や収集輸送に不向きな場合が多い。今後のバイオマスの有効活用を促進するには、小規模でも地産地消としてのシステム構築が必要である。

小規模の場合、エネルギー変換設備や付帯する周辺設備工事など、採算をとりにくいのが実態である。FIT の導入によって、地産地消での小型発電レベルでも収益性が良好なケースもあるが、地産地消レベルの導入を促進するには、中小規模でのエネルギー変換設備のコストダウンやシステムとしての成立要件を押さえることが必須である。

システムの要件として、いかに熱利用を行うか、四季のある日本での利用率を安定させるかが鍵であり、導入時に十分な検討が必要な事項が多い。これらが成立しにくい場合、必要な時期や場所で使えるような燃料化がポイントになるが、これらについてもコストメリットが出るような技術開発が待たれている。

参考文献

３．５　バイオマス発電

(1) NPO 法人バイオマス産業社会ネットワーク．バイオマス白書 2015
http://www.npobin.net/hakusho/2015/topix_01.html

(2)独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構．NEDO 再生可能エネルギー技術白書～新たなエネルギー社会の実現に向けて～．平成 22 年 7 月
http://www.nedo.go.jp/content/100116323.pdf

(3) 独立行政法人　新エネルギー・産業技術総合開発機構．NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版　-再生可能エネルギー普及拡大にむけて克服すべき課題と処方箋-
http://www.nedo.go.jp/content/100544816.pdf

(4)農林水産省．バイオマス活用推進基本計画．平成 22 年 12 月
http://www.maff.go.jp/j/shokusan/biomass/b_kihonho/pdf/keikaku.pdf

３．６　廃棄物発電

３．６．１　FIT の視点での経済性[(2)(3)]

（１）廃棄物発電の平成 28 年度調達単価

廃棄物発電の平成 28 年度調達単価は 17 円/kWh であり、FIT が施行された 2012 年 7 月以降、4 年間据え置かれている。

（２）廃棄物発電の調達価格の決定経緯

FIT での調達価格については、毎年調達価格等算定委員会にて見直しが行われることとなっており、制度施行の当初は東京二十三区清掃一部事務組合による 500ｔ/日以上の処理能力を有する 3 工場の試算数値を基に決定された買取単価で設定された経緯がある。その後平成 25 年度は適用実績が少ないとして見直しが行われず、平成 26 年度は一定出力以上（6,000ｋW）のものでは平成 25 年度から大きく外れることはないとし、法律は当該供給が「効率的に」実施される場合通常要すると認められる費用を算定の基礎とすることが規定されていることを理由に平成 25 年度の設定が据え置かれた（表 3.6-1)。一方、平成 26 年 3 月 7 日の調達価格等算定委員会の意見の中では、調達価格決定の前提である建設費が平均値で平成 25 年度の想定を上回る水準であることが指摘されている（表 3.6-1)。

表３．６－１　調達価格等算定委員会資料等よりの抜粋

出典：ＮＥＦ新エネルギー産業会議、廃棄物発電システムの導入促進に関する提言[3]

（以下　平成26年3月7日　調達価格等算定委員会意見よりの抜粋）

（2）廃棄物系バイオマス

- 今回の審議時点において収集できた資本費のデータは12件。その平均値は71万円／kW、中央値が55万円／kWであり、平成25年度の想定（31万円／kW）を上回る水準であった。
- ただし、現在の調達価格の前提は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、大規模な設備を想定しており、コストデータのうち、一定の出力以上（6,000kW）の平均値をとると29万円／kWと平成25年度の想定から大きくずれるものではなかった。
- このように、制度開始当初と同様の想定で収集したデータを見る限り、平成25年度の想定と大きく事情に変化が認められない。また、現在、設備認定ベースで25件、相談も含めれば35件程度の案件が事業化に向けて検討を進めている。
- 法律は当該供給が「効率的に」実施される場合に通常要すると認められる費用を算定の基礎とすることが規定されているため、平成25年度の想定を据え置くこととした。

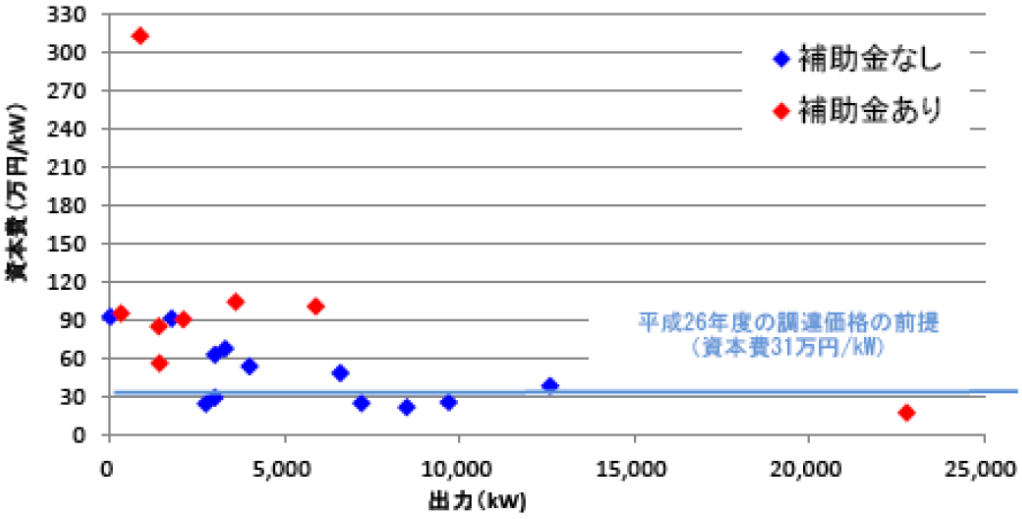
（以下　平成27年1月15日　第16回　調達価格等算定委員会　資料よりの抜粋）

廃棄物バイオマス発電のコストデータ

- 制度開始以降得られた資本費のコストデータは 20 件。その平均値は 72 万円/kW、中央値は 59 万円/kW であり、平成 26 年度の調達価格の算定の想定値（31 万円/kW）を上回っている。
- 現在の調達価格の前提は、制度開始当初の事業者団体からのヒアリングを踏まえ、大規模な設備を想定しているため、6,000kW 以上の設備（6 件）をみると、その平均値は 29 万円/kW となり、平成 26 年度の調達価格の算定の想定値（31 万円/kW）に近づく。
- また、補助金を受けていない案件（12 件）のコストデータをみると、その平均値は 48 万円/kW、中央値は 43 万円/kW となり、平成 26 年度の調達価格の算定の想定値（31 万円/kW）に近づく。
- 法律では「供給が『効率的に』実施される場合に通常要すると認められる費用」を算定の基礎とするよう規定されていることを踏まえ、もうしばらく状況を見極めるべく、想定値を据え置くこととしてはどうか。

一定出力以上のものでは平成 25 年度から大きく外れることはないとの解析が行われているが、このことは逆に中小規模発電施設においては現在の調達価格の水準を上回る建設費がかかっていることが実績として証明されていると考えることができる。

平成 27 年度の検討については、平成 27 年 1 月 15 日に実施された第 16 回調達価格等算定委員会の配布資料にあるように、建設費の実績が高くなっていることを追認してはいるものの、調達価格は据え置かれた（表 3.6-1，図 3.6-1）。



（平成 27 年 1 月 15 日　第 16 回調達価格等算定委員会資料より）

図３．６－１　廃棄物発電の資本費と出力の関係

出典：ＮＥＦ新エネルギー産業会議、廃棄物発電システムの導入促進に関する提言[3]

一方、過去に、（一社）日本環境衛生施設工業会が行った試算では、廃棄物発電の規模別で発電原価に大きな差が現れ、内部収益率（IRR）4%を考慮した調達期間 20 年の売電単価（FIT 制度）において 150t/日規模の施設と 600t/日の施設で 3 倍近い価格差があることが指摘されている（図 3.6-2）。

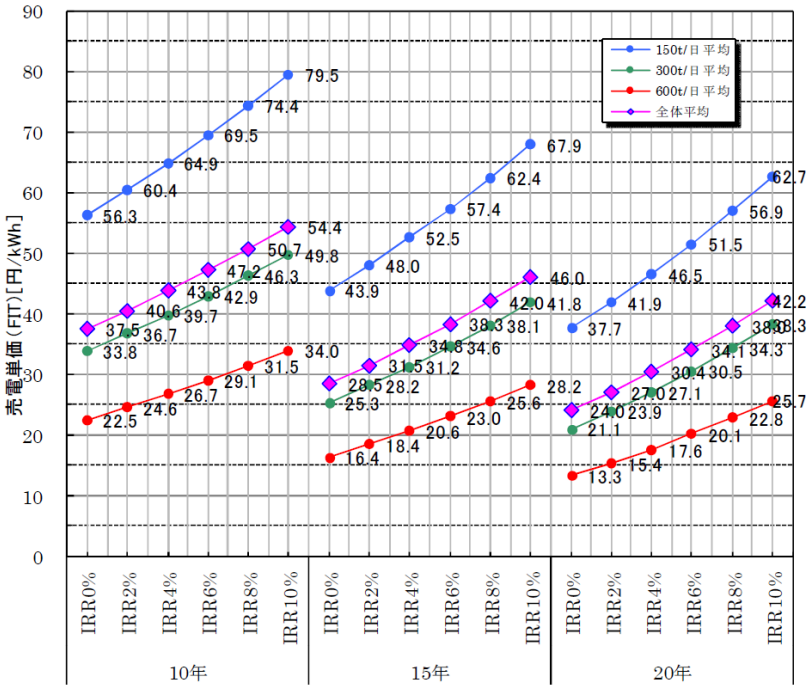


図３．６－２ 各施設規模における売電単価まとめ（環境省委託業務報告書より）
出典：ＮＥＦ新エネルギー産業会議、廃棄物発電システムの導入促進に関する提言（3）

（３）新エネルギー産業会議からの提言

全国の廃棄物処理施設は、その市町村規模により様々な処理能力の施設が存在するが、１人１日当たりのごみ排出量やごみの焼却処理量（直接焼却）については年々減少傾向が継続しており更新を迎えた焼却施設は多くの場合施設規模が縮小している（図 3.6-3 参照）。調達価格等算定委員会の指摘する一定出力以上とされているのと同等の施設（5,000ｋＷ 以上）は一般廃棄物発電施設全体の 35%にすぎない（図 2.7-9 参照）。また、同発電規模を施設処理能力に換算すると概ね 300t/日以上に相当するが、施設規模でみるとこの施設数は全体の 16%とさらに小さい数字となる。このように一般廃棄物処理施設では大規模施設の建設が少ないことを受けて、環境省においては小規模施設における発電等未利用エネルギーの有効利用を推進しており、今後小規模発電施設の整備は一層増加することが想定される。

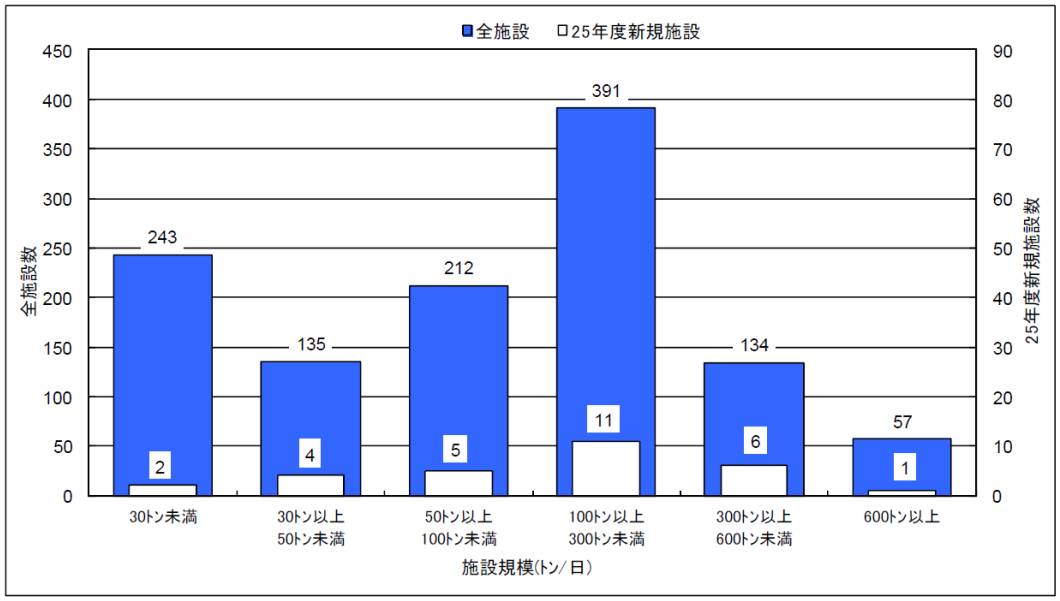


図３．６－３　廃棄物焼却施設の規模別施設数

出典：環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策本部廃棄物対策課（2）

このような状況の中、中小規模施設において発電設備の検討を行う自治体が増えてきているが、建設費が高いこと、地方自治体の財政状況が逼迫していることなどの理由で発電設備の導入が進まないことが懸念される。これを解消し再生可能エネルギーの普及を促進し、発電施設の建設を推進するためには、施設規模に応じた調達価格の設定は必要かつ不可欠のものであると考えられる。

以上のことを踏まえ、2015 年 3 月にＮＥＦ新エネルギー会議から下記の提言がなされている。

【提言】FIT での廃棄物発電の調達価格は規模別に設定することを提言する。

【内容】廃棄物発電の一層の導入を促進するため、廃棄物発電においては、その規模毎に調達価格を見直すことが必要である。３Ｒの観点からも、より小規模な施設での調達価格を高く設定することで、施設規模の適正化が図れ、廃棄物のさらなる減量化にもつながるものと考える。具体的には、（一社）日本環境衛生施設工業会が調査した結果に基き、100t/日未満、150t/日以下、300t/日以下、600t/日以下、600t/日以上のように 5 段階程度に区分することが望ましい。

３．６．２　技術的課題（4）（5）

（１）エネルギー関係技術開発ロードマップと廃棄物発電

平成 26 年 4 月に閣議決定された新しいエネルギー基本計画において「・・こうした困難な課題を根本的に解決するためには、革命的なエネルギー関係技術の開発とそのような技術を社会全体で導入していくことが不可欠となるが、そのためには、長期的な研究開発の取組と制度の変革を伴うような包括的な取組が必要である。」と

し、「・・したがって、エネルギー関係技術の開発に当たっては、どのような課題を克服するための取組なのか、まずその目標を定めるとともに、開発を実現する時間軸と社会に実装化させていくための方策を合わせて明確化することが重要であり、そうした様々な技術開発プロジェクトを全体として整合的に進めていくための戦略をロードマップとして、「環境エネルギー技術革新計画（２０１３年９月総合科学技術会議決定)」等も踏まえつつ、本年夏までに策定する。」としている。また、続けて、取り組むべき技術的課題として「・・、国産エネルギーに位置付けられるエネルギー源である再生可能エネルギーについては、太陽光発電、風力発電、地熱発電、バイオマスエネルギー、波力・潮力等の海洋エネルギー、その他の再生可能エネルギー熱利用の低コスト化・高効率化や多様な用途の開拓に資する研究開発等を重点的に推進するとともに、・・」としてバイオマスエネルギーも含まれている。

これを受け、平成 26 年 12 月に策定、公表されたのが「エネルギー関係技術開発ロードマップ」であるが、この中には 36 の戦略的な技術について、当該技術毎に、必要とする背景、我が国の技術開発の動向、社会的課題、そして 2050 年までのロードマップが示されている。

廃棄物発電の技術ロードマップは、「バイオマス利活用」に含まれて、引き続き「直接燃焼、バイオガス等による各種エネルギー利用技術の確立、利用可能なコスト水準の実現、及びシステム構築」を目指すとされている。

（２）廃棄物発電の更なる高効率化への至近の取組み

廃棄物発電技術は、エネルギー関係技術開発ロードマップに掲げられてはいるものの、近年着実にその普及・導入が進んできており、基本的には確立された技術といえる。

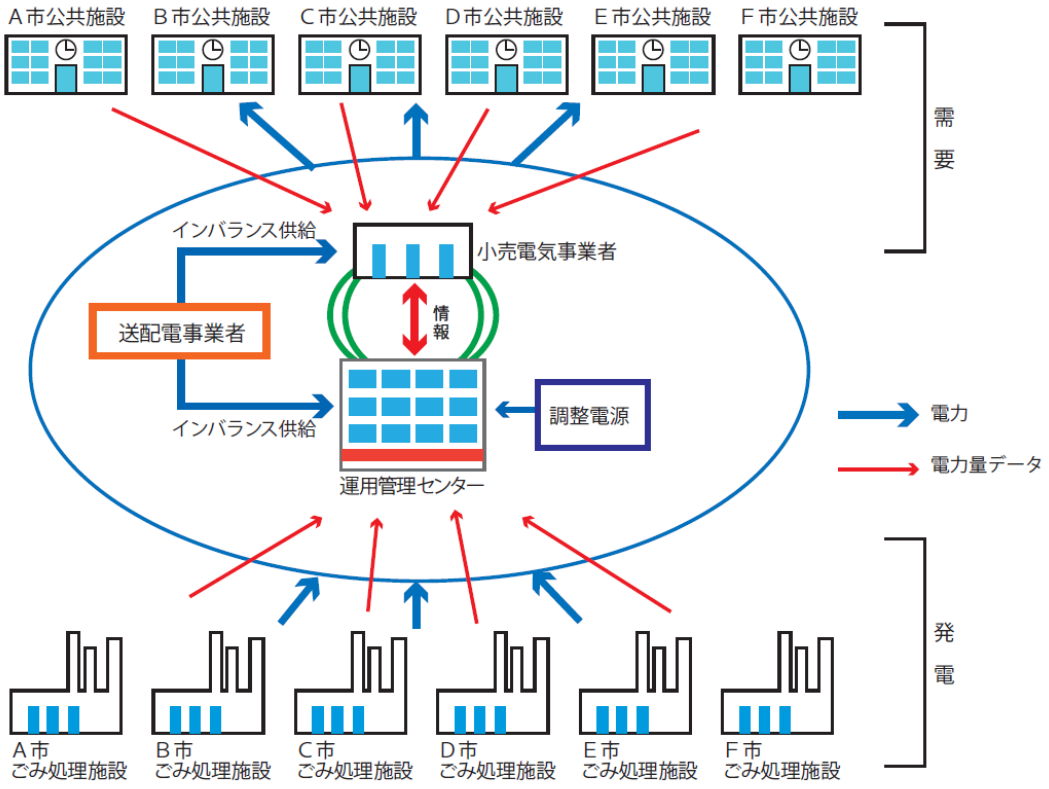
しかし、我国における近年の廃棄物処理に対する厳しい条件（特に最近の廃棄物発電に対する要求は、①灰の溶融化、②ダイオキシンの更なる低減、③エネルギー効率向上、および④経済性向上）を反映し、新しい技術開発への取組みが引き続き行なわれており、その事例として「次世代型ストーカ等発電方式」が挙げられる。

ストーカ炉に代表される従来型の廃棄物発電技術で上記条件を満足させるためには、技術的には「灰の溶融化」設備を別途設置することで可能であり、実際その方式の採用例が最近多数出現してきている。とりわけ、技術的には既存技術の組合せであることから、信頼性重視の場合の評価点は高い。しかし、効率性あるいは経済性を追求する場合、別途溶融炉を設置しないで、設備本体の中に組み入れることができれば設備費が低減し、またその溶融のためのエネルギーも外部より投入しないでゴミ自体のエネルギーを利用することにより効率向上および運転費も軽減できる。この狙いに対し、ストーカ等の従来型燃焼技術の原理は極力生かしながら、ストーカ燃焼炉を酸素富化等による高温燃焼技術で達成する方法として提案されているのが「次世代型ストーカ等発電方式」である。

同様に、「ガス化溶融発電方式」と「ガス変換発電方式」に分類される「ガス化発電方式」についても新しい技術開発への取り組みが引き続き行われている。

（３）ごみ発電電力の自治体の枠を超えた電力流通[6]

ごみ発電の地産地消を広域的に行うことで、地域の低炭素化を拡大する。また、図 3.6-4 のような発電側と小売側の運用管理、需給調整などの仕組みづくりが重要となる。



ネットワークの基本例

発電ネットワーク運用管理センター ・運営要員 ・事務所 ・運営費 ・その他
発電ネットワーク運営管理センターの役割 ・ネットワークを構成するごみ焼却施設の運転計画管理 ・ネットワークの全体計画策定 ・ネットワークの計画値同時同量制度による運営（委託も可） ・小売電気事業者との需給調整（委託も可）

図３．６－４　発電ネットワークのイメージ
出典：日本環境衛生センター[6]

（4）ごみ発電電力のコミュニティ単位での地産地消[6]

ごみ発電電力を核としたコミュニティ単位での地産地消（図 3.6-5）と地域内の低炭素化の実現（災害時のエネルギー拠点形成を含む）。

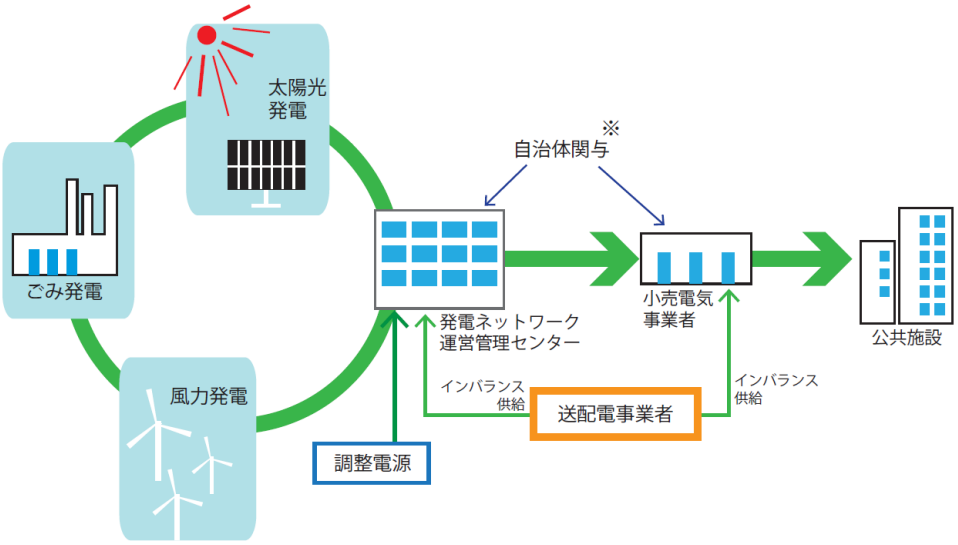
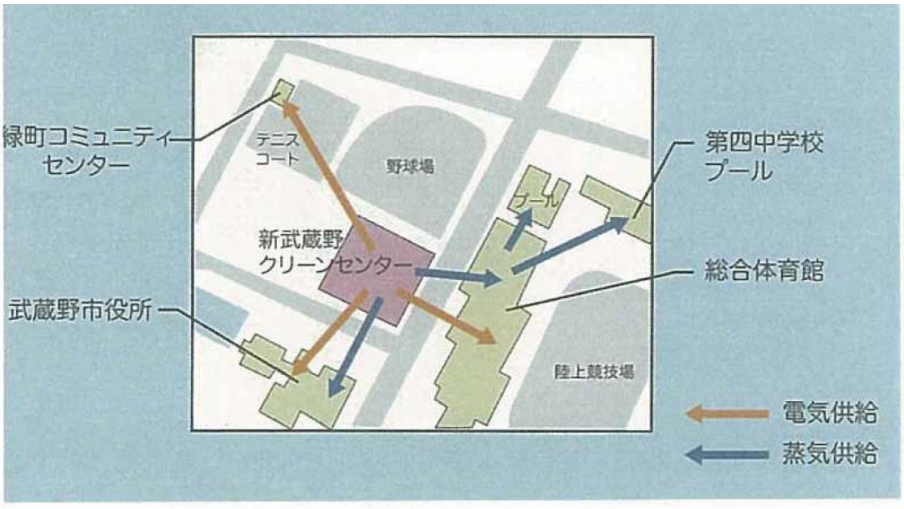


図３．６－５　コミュニティ単位での地産地消のイメージ
出典：日本環境衛生センター[6]

防災拠点となる市役所、コミュニティセンター、体育館にごみ焼却施設の発電電力を専用線で常時供給することにより、コミュニティ単位での地産地消を図る（図 3.6-6）。

災害時に系統電力が断たれた場合でも、バックアップとしてガスコジェネレーションを稼働することで焼却施設の自立運転が可能となり、防災拠点への電力供給が可能となる。



「武蔵野市　新武蔵野クリーンセンター（仮称）説明会のお知らせ」より
図３．６－６　防災拠点への電力供給のイメージ
出典：日本環境衛生センター[6]

３．６．３　環境問題[1]

（１）燃料の不足

廃棄物の減量・リサイクルが進み、発熱量（カロリー）の高いプラスチックや紙が分別されて焼却対象から外れると、高効率発電に必要なだけの廃棄物熱量が確保できない市町村も出てくると指摘されている。実際、焼却する廃棄物の量が予定よりも少なかったため、発電量・売電収入が減少し、売電収入により運営費を賄う計画を立てていた施設の経営が危機に陥ったという事例も報告されている。

市町村が処理する廃棄物量が減少傾向にあることを受けて、環境省は廃棄物処理の広域化を推進している。しかし、広域化についても、収集・輸送コストの増大や、他市町村の廃棄物を受け入れることに対する地域住民の反発等の問題が指摘されている。

焼却対象物については、3R 政策のもとでの“焼却せざるを得ないごみ”が対象であることを基本としつつも、例えば人口の減少に伴うごみ量の減少で施設の安定稼働に影響が生じかねない施設も想定されており、そういった施設においては、廃棄物の適正処理確保を前提としつつ、これまで対象としていなかった可燃物を併せて処理することにより、施設の安定稼働の確保とごみ質の改善による発電効率の向上につなげていくことも一つの検討課題といえる。

具体的には、高効率な廃棄物発電には十分な廃棄物熱量が必要であり、廃棄物発電を推進していくのであれば、前述したような廃棄物処理の広域化、廃プラスチックの焼却、さらには一般廃棄物と産業廃棄物の区分撤廃（混合焼却）といった、廃棄物量及び高カロリーな廃棄物を確保する方策を検討する必要も出てくる。

（２）循環型社会形成との関係

廃棄物発電のために（１）のような方策が進められるとすれば、廃棄物発電の推進は、発生抑制（Reduce）、再使用（Reuse）、再生利用（Recycle）の 3R を優先するという廃棄物処理の原則と根本的に相容れないのではないかという意見も出ている。これに対し環境省は、3R を徹底したとしても、どうしても焼却しなければならない廃棄物は残るため、同じ焼却をするのならば最大限エネルギーを回収した方が良いとして、廃棄物発電の高効率化を進めている。だが、「安易に燃やしてよい、捨ててよい、という風潮にならないか」という懸念も示されている。

３．６．４　ＲＤＦ化施設の現状と課題[7]

（１）ＲＤＦ化施設の現状

2002 年 12 月からダイオキシン類排出規制が強化されたこともあり、小規模な自治体では小規模焼却施設の建設に替わるごみ処理方式として、採用事例が増えるとともに、固形燃料を燃料とした大型発電施設の建設が進められてきた。しかし、2003 年 8 月に三重県内のごみ固形燃料焼却・発電施設において、人身災害を含む事故が発生して大きな問題となったことや、固形燃料需要の低下も相まって、RDF 化施設を採用する自治体は、地域に RDF 発電所か RDF 燃料を使用する施設があるところ

以外ほとんど採用されていない。

（2）ＲＤＦ化施設の実績

RDF 化施設の主な実績は、下表のとおり。

表３．６－２　RDF 化施設の実績（１）

出典：町田市ＨＰ（8）

No.	設置主体名	所在地	能力	完成年度	受注メーカー	建設費（百万円）	備 考 欄
1	所沢市	埼玉県	40t/日	ー	ー	ー	廃止
2	田原町	愛知県	47t/日	昭和62年3月	三菱レイヨン	1,226.0	廃止
3	札幌市	北海道	200t/日	平成2年3月	極東開発工業	2,640.0	燃料用
4	久喜宮代衛生組合	埼玉県	10t/日	平成7年3月	ー	750.5	廃止
5	砺波広域圏事務組合	富山県	28t/日	平成7年3月	日本リサイクルマネジメント社	2,691.3	発電用・燃料用
6	板倉町	群馬県	20t/日	平成7年3月	日本リサイクルマネジメント社	2,420.5	燃料用
7	津久見市	大分県	32t/日	平成8年12月	石川島播磨重工業・荏原製作所・フジタ・三菱商事JV	2,397.5	燃料用
8	青梅市	東京都	2t/日	平成8年1月	ー	295.0	廃止
9	湖東広域衛生管理組合	滋賀県	22t/日	平成9年3月	日本リサイクルマネジメント社	1,996.0	発電用・燃料用
10	津野山広域町村事務組合	高知県	6t/日	平成10年2月	日本リサイクルマネジメント社	640.4	燃料用
11	みなかみ町	群馬県	40t/日	平成10年3月	石川島播磨重工業	2,281.5	事故による改造工事を実施
12	留萌市	北海道	20t/日	平成10年3月	栗本鐵工所	2,124.2	燃料用（場内熱源）
13	甲世衛生組合	広島県	16t/日	平成10年3月	日本リサイクルマネジメント社	1,351.4	発電用
14	南部町	山梨県	10t/日	平成11年2月	石川島播磨重工業	1,035.0	燃料用
15	御殿場市小山町広域行政組合	静岡県	150t/日	平成11年3月	荏原製作所・石川島播磨重工業ほかJV	7,920.7	事故による改造工事を実施 燃料用
16	美祢市	山口県	28t/日	平成11年3月	荏原製作所ほか	2,110.5	発電用
17	宍粟郡広域行政事務組合	兵庫県	30t/日	平成11年3月	神鋼環境ソリューション	1,995.1	発電用
18	雲南市・飯南町事務組合	島根県	30t/日	平成11年3月	日本リサイクルマネジメント社	2,900.0	燃料用
19	周南市	山口県	48t/日	平成11年3月	日本リサイクルマネジメント社・日本ガイシJV	3,780.0	燃料用
20	紀北町	三重県	20t/日	平成11年3月	日本リサイクルマネジメント社・日立金属・東レエンジJV	1,900.5	燃料用

※1）「−」については情報が不明

表３．６―３　RDF 化施設の実績（２）　出典：町田市ＨＰ（8）

No.	設置主体名	所在地	能力	完成年度	受注メーカー	建設費（百万円）	備 考 欄
21	鬼石町	群馬県	15t/日	平成11年4月	極東開発工業	0.0	廃止
22	神流町	群馬県	6t/日	平成11年9月	日本リサイクルマネジメント社	612.3	燃料用
23	香肌奥伊勢資源化広域連合	三重県	44t/日	平成12年12月	JFE	3,727.5	発電用 NKK（現JFEエンジニアリング）
24	太地町	和歌山県	6t/日	平成12年3月	三和動熱工業	592.2	燃料用
25	豊浦豊北清掃施設組合	山口県	28t/日	平成12年3月	東レエンジニアリング	1,913.8	廃止
26	築上町	福岡県	25t/日	平成12年3月	日本リサイクルマネジメント社	2,373.0	発電用
27	砥部町	愛媛県	23t/日	平成13年3月	JFE	2,286.9	燃料用（製鉄所）
28	鹿島地方事務組合	茨城県	142t/日	平成13年3月	住友金属鉱業	5,953.5	燃料用
29	綾部市	京都府	50t/日	平成14年10月	栗本鐵工所	1,360.0	燃料用 1,000kWRDF発電施設を併設
30	紀北町	三重県	21t/日	平成14年11月	JFE	1,808.0	燃料用（桑名RDF発電） NKK（現JFEエンジニアリング）
31	神石高原町	広島県	11t/日	平成14年11月	JFE	1,100.0	燃料用（福山RDF発電）
32	羽咋郡市広域圏組合	石川県	66t/日	平成14年11月	JFEほか	2,995.0	燃料用（能登RDF発電）
33	桑名広域清掃事業組合	三重県	230t/日	平成14年11月	荏原製作所	11,524.8	発電用
34	七尾・鹿島広域圏事務組合	石川県	94t/日	平成14年11月	荏原製作所ほか	4,700.0	燃料用（能登RDF発電）
35	大牟田・荒尾清掃施設組合	福岡県 熊本県	225t/日	平成14年11月	川崎重工・石川島播磨重工業JV	7,900.0	燃料用（大牟田RDF発電）
36	須恵町外二ヶ町清掃施設組合	福岡県	177t/日	平成14年11月	極東開発工業	4,450.0	燃料用（大牟田RDF発電）
37	伊賀市	三重県	135t/日	平成14年11月	神鋼環境ソリューション	3,645.0	発電用
38	宮若市外二町じん芥処理施設組合	福岡県	66t/日	平成14年11月	住友金属鉱業	3,339.0	燃料用（大牟田RDF発電）
39	志摩市	三重県	12t/日	平成14年11月	日本ガイシ	1,070.0	燃料用（桑名RDF発電）
40	庄原市	広島県	19t/日	平成14年11月	日立金属	1,455.0	燃料用（福山RDF発電）
41	大竹市	広島県	42t/日	平成14年12月	JFE・三菱レイヨンJV	3,280.0	燃料用（福山RDF発電）
42	有田郡衛生体育施設事務組合	和歌山県	30t/日	平成14年3月	JFE（現JFEエンジニアリング）	3,294.0	廃止
43	高幡東部清掃組合	高知県	53t/日	平成14年3月	荏原製作所	4,050.0	燃料用
44	鹿島地方事務組合	茨城県	135t/日	平成14年3月	極東開発工業	5,182.8	燃料用
45	阿蘇広域行政事務組合	熊本県	88t/日	平成14年7月	JFE	2,970.0	燃料用（大牟田RDF発電）
46	府中市及び上下町	広島県	60t/日	平成14年7月	タクマ	3,675.0	燃料用（福山RDF発電）
47	今治市	愛媛県	11t/日	平成14年8月	JFE	1,064.0	燃料用
48	ふくおか県央環境施設組合	福岡県	54t/日	平成14年8月	三菱マテリアル	2,21.0	燃料用（大牟田RDF発電）
49	南牟婁清掃施設組合	三重県	23t/日	平成14年8月	ユニチカ	2,050.0	燃料用（桑名RDF発電）
50	奥能登クリーン組合	石川県	48t/日	平成15年2月	新潟鐵工ほか	3,890.0	燃料用（能登RDF発電） 新潟鐵工（現協和エクシオ）
51	河北郡市広域事務組合	石川県	119t/日	平成15年2月	日本ガイシ	2,936.0	燃料用（能登RDF発電）
52	恵那市	岐阜県	90t/日	平成15年3月	栗本鐵工所	2,996.0	燃料用
53	中播北部行政事務組合	兵庫県	27t/日	平成15年3月	神鋼環境ソリューション	2,198.0	燃料用
54	富良野市	北海道	7t/日	平成15年4月	中道機械	260.0	燃料用
55	菊地市	熊本県	45t/日	平成16年3月	JFE	1,680.0	発電用
56	福山市	広島県	300t/日	平成16年3月	JFE・荏原製作所JV	9,750.0	発電用
57	廿日市市	広島県	102t/日	平成16年3月	荏原製作所 ・東レエンジニアリングJV	4,420.0	発電用
58	うきは久留米環境施設組合	福岡県	61t/日	平成16年7月	日立造船	3,680.0	燃料用（大牟田RDF発電）
59	白老町	北海道	37.6t/日	平成21年3月	クボタ環境サービス	1,400.0	燃料用
60	輪島市穴水町環境衛生施設組合	石川県	40t/日	平成23年3月	―	2,694.5	発電用

【RDF発電施設】

1	鹿島共同再資源化センター	茨城県	100t/日	平成13年3月	日立造船	―	RDF発電施設 （鹿島RDF発電所） 3,000kW
2	大牟田市他28自治体	福岡県	315t/日	平成13年4月	川崎重工業	―	RDF発電施設 （大牟田RDF発電所） 20,000kW
3	石川県環境保険部	石川県	315t/日	平成13年4月	川崎重工業	―	RDF発電施設 （能登RDF発電所） 20,000kW
4	三重県企業庁	三重県	200t/日	平成14年12月	富士電機システムズ	―	RDF発電施設 （桑名RDF発電所） 3,000kW
5	福山市他18自治体	広島県	390t/日	平成16年4月	JFE	16,000.0	RDF発電施設 （福山RDF発電所） 23,700kW NKK（現JFEエンジニアリング）

※1）「-」については情報が不明

（３）ＲＤＦ化施設の注意点と課題

①施設建設時の交付要件

環境省の循環型社会形成推進交付金取扱要領では『エネルギー回収推進施設のうち、ごみ固形燃料（ＲＤＦ）化施設の整備については、発電効率又は熱回収率が２０％以上のごみ固形燃料（ＲＤＦ）利用施設へ持ち込むものに限る。』とされており、できた固形燃料は、発電施設等に持ち込む施設が限定される。

②利用段階での課題

製造した固形燃料は、燃料としての利用が不可欠となる。製造した固形燃料は一般的に市場性がないため、特定の引取先との契約になる。そのため、RDF 化施設は、利用先の確保に十分留意した上で、事業化検討を推進することが不可欠となる。引取条件としては、発熱量が 4,000kcal/kg 以上必要となる。（RDF 発電所引取条件）

また固形燃料の原料は、可燃ごみであるため、利用先においても公害防止条件の遵守等、安全かつ安定的な処理が求められる。そのため、利用先も一般的な燃料の利用施設ではなく、廃棄物処理を前提とした利用施設となるのが一般的である。

現有施設では、固形燃料はトン当たり数十円で有償売却し、委託費（運搬費・残渣の処理費等）をトン当たり数千円払って処理してもらっているのが現状である。（実質、処理費を払っている。）

生ゴミを固形燃料とした場合、発熱量が 600kcal/kg～1,000kcal/kg となり、引取先の基準に合致しない。

以上のように現時点では、生ごみ再資源化の代替方式として、ＲＤＦの採用は難しい。

参考文献

３．６廃棄物発電

(1) 鈴木良典：廃棄物発電の現状と課題、国立国会図書館調査及び立法考査局農林環境課、2014 年 5 月
http://www.dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_8656396_po_076003.pdf?contentNo=1&alternativeNo=

(2) 一般廃棄物の排出及び処理状況等（平成 25 年度）について、環境省大臣官房廃棄物・リサイクル対策本部廃棄物対策課
https://www.env.go.jp/recycle/waste_tech/ippan/h25/data/env_press.pdf

(3) 廃棄物発電システムの導入促進に関する提言、ＮＥＦ新エネルギー産業会議、2015 年 3 月
http://www.nef.or.jp/introduction/teigen/pdf/te_h26_01.pdf

(4) 平成 26 年度廃棄物発電の高度化支援事業委託業務報告書、一般財団法人　日本環境衛生センター　公益財団法人　廃棄物・３Ｒ研究財団、2015 年 3 月
http://www.nef.or.jp/introduction/teigen/pdf/te_h26_01.pdf

(5) 新エネルギーの展望　廃棄物発電（その 4)、財団法人　エネルギー総合工学研究所、2003 年 3 月

http://www.iae.or.jp/wp/wp-content/uploads/2014/09/2002-1.pdf
(6) 今後のごみ発電のあり方について、日本環境衛生センター今後のごみ発電のあり方研究会、平成 26 年 7 月
http://www.jesc.or.jp/Portals/0/images/activity/pdf/gomihatsuden_houkokusyo.pdf
(7) 国内外における廃棄物処理技術調査業務　報告書（平成 22 年度）、株式会社アーシン、2011 年 3 月
https://www.env.go.jp/recycle/report/h24-03.pdf
(8) 町田市資源循環型施設整備基本計画検討委員会・整備基本計画専門部会、第 7 回参考資料３ RDF 化施設について、2012 年 5 月 20 日
http://www.city.machida.tokyo.jp/kurashi/kankyo/keikaku/kankyogomishingikai/junkangata/seibi_keika.html

第４章　再生可能エネルギー支援制度の現状と課題

４．１　再生可能エネルギー関連の支援制度

４．１．１　支援策の概要

１章でも述べたように、現在の国のエネルギー政策は省エネルギーや既存エネルギーの新しい利用形態など含めた総合的な取り組みとなっているので、国の支援策のうち純粋に再生可能エネルギーに対するものがどの程度かを言及することは難しい。

再生可能エネルギー導入のための具体策は、経済産業省をはじめとした各省庁や地方自治体がすでに多種多彩なものを打ち出しており、今後も増加するものと予想されるため、全てを網羅した形で総括することは難しい。

個々の支援施策については各担当機関のホームページ等で最新の情報を参照されたい。

経済産業省資源エネルギー庁が作成した「再生可能エネルギー事業支援ガイドブック」[(1)]には再生可能エネルギーに関連する補助金や税制優遇をはじめとした種々の情報が一元化されているので、参照されたい。

再生可能エネルギー導入時のステップは、①事業を企画する、②設備認定を受ける、③場所を決定する、④資金を調達する、という４つの段階に分けられ、支援策は、その段階毎に用意されている。①事業を企画する　では、再生可能エネルギーを企画するにあたり、支援施策を利用した地域の事例が多数紹介されているので、参照されたい。②設備認定を受ける　では固定価格買取制度の基本的な仕組み、再生可能エネルギー発電設備を設置するまでの一般的な流れが示されている。③場所を決定する　では、発電設備ごとの関連する許認可手続きと確認方法、問い合わせ先・提出先が示されている。④資金を調達する　では、事業に必要な資金調達をサポートする施策や事業の導入を促進するための施策を紹介している。

再生可能エネルギーの導入支援、実証・モデル事業、再生可能エネルギーの導入のための調査、研究開発等様々な支援施策がある。

また、支援の方法は、事業費の何割かを国が負担する助成制度の他に、有利な利率での融資制度（利子補給制度）、優遇税制、起債制度などがある。支援の対象は、地方公共団体、企業、NPO、個人などである。「再生可能エネルギー事業支援ガイドブック」に列挙された支援策のうち地方公共団体に適用可能なものは４割程度、企業に適用できるものが 7 割程度、NPO や個人に適用できるものがそれぞれ 1 割程度となっている（重複を含む）。

支援策は経済産業省系が担当するものが最も多く、上記の 4 つの段階毎に様々な助成制度が用意されている。①の段階に相当するものとして一つ紹介すると、「再生可能エネルギー事業者支援事業費補助金」がある。これは民間事業者を対象としており、木質バイオマスや地中熱等を利用した熱利用設備や、自家消費向けの木質バイオマス発電・太陽光発電等の発電システム、蓄電池の導入に対して補助するものである。その他の関係機関もそれぞれの役割に則した支援策を用意している。例えば、環境省では廃棄物処理施設における廃棄物エネルギー利用の効率化のための施設整備費の一部を補助したり、農林水産省では農村漁村における豊富なポテンシ

ャルを有する食品廃棄物や家畜排泄物由来のバイオガスを自家消費だけでなく広く地域で利用する、自立型分散型エネルギー供給の構築のための支援策を用意している。また、バイオマスの利用を促進するために、設備取得に対する助成を用意している。国土交通省では、小水力設置事業者が円滑に河川法の手続きが行えるように、国土交通省地方整備局等及び河川事務所に設置した窓口を通じ、小水力発電のプロジェクト形成を支援している。また、財務省では再生可能エネルギーの固定価格買取制度の認定を受けた発電設備の課税標準価格を減額するなどの措置を用意している。

４．１．２　再生可能エネルギー関連の支援制度

本項では再生可能エネルギーに関する支援制度について主なものを紹介する。まず全般に共通する支援制度について述べ、次に再生可能エネルギーのうち、風力発電、太陽光発電、地熱発電、水力発電、バイオマス発電、廃棄物発電での支援事例の一部を紹介する。

（１）共通

a. 再生可能エネルギー事業者支援事業補助金

〈関 係 省 庁 等〉　経済産業省

〈支援要件・内容〉　地域における再生可能エネルギー利用の拡大を加速するため、民間事業者が導入する、太陽熱・バイオマス・地中熱等を利用した熱利用設備や、自家消費向けの太陽光発電・バイオマス発電等の発電システム、蓄電池の費用を補助する。

〈支 援 対 象 者〉　自家消費向けの再生可能エネルギー発電設備や熱利用設備を導入する民間事業者

〈補　　助　　率〉　民間事業者による再生可能エネルギー利用設備導入：補助対象経費の１/３以内
民間事業者が地方公共団体との連携・指定等を受けて行う再生可能エネルギー利用設備導入：補助対象経費の２/３以内

b. 独立型再生可能エネルギー発電システム等対策費補助金

〈関 係 省 庁 等〉　経済産業省

〈支援要件・内容〉　固定価格買取制度の対象とならない、自家消費向けの再生可能エネルギー発電システム設備の導入に対し、その導入費用の一部を補助する。

〈支 援 対 象 者〉　自家消費向けの再生可能エネルギー発電設備等の導入事業を行う地方公共団体、非営利民間団体及び民間事業者（法人及び青色申告を行っている個人事業者）等

〈補　　助　　率〉　地方公共団体等：補助対象経費の１／２ 以内
民間事業者等：補助対象経費の１／３ 以内

c. 再生可能エネルギー発電設備等導入促進支援対策事業

〈関 係 省 庁 等〉　経済産業省

〈支援要件・内容〉　東日本大震災後の電力供給不足への懸念に対応し、かつ、被災地の再生可能エネルギーを中核とした雇用創出と関連産業の活性化を図るために、被災地における再生可能エネルギー発電設備の導入に対し、その導入費用の一部を補助する。

〈支 援 対 象 者〉　東日本大震災に対処するための特別の財政援助及び助成に関する法律 （平成 23 年法律第 40 号）第 2 条第 3 項で定める「特定被災区域」に再生可能エネルギー発電設備の導入事業を行う民間事業者（法人及び青色申告を行っている個人事業者）、非営利民間団体及び地方公共団体等。

〈補　　助　　率〉　再生可能エネルギー発電設備：補助対象経費の１／１０ 以内
蓄電池・送電線：補助対象経費の１／３ 以内

（２）風力発電

a. 再生可能エネルギー発電設備耐力調査費補助金

〈関 係 省 庁 等〉　経済産業省

〈支援要件・内容〉　風力発電所や発電用ダムの耐力等を確認するために、超音波等を用いた新たな検査手法を導入する事業者に対し、事業費を一部補助。

〈支 援 対 象 者〉　風力発電又は発電用ダムの耐力調査を行う地方公共団体及び民間事業者

（３） 太陽光発電

a. 太陽光発電システム維持管理及びリサイクル技術開発

〈関 係 省 庁 等〉　ＮＥＤＯ（国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構）

〈支援要件・内容〉　太陽光発電システムのＰＣＳ（パワーコンディショナー）等周辺機器の高機能化、BOS*コスト低減、維持管理技術の高度化及び太陽光パネルの低コストリサイクルに関する技術開発を行う

〈支 援 対 象 者〉　民間企業、大学等

〈補　　助　　率〉　ＮＥＤＯからの委託又はＮＥＤＯとの共同研究（ＮＥＤＯ負担率 2/3）

＊BOS：Balance of system モジュール以外の機器、工事

（４）地熱発電

a. 地熱資源探査出資等事業

〈関 係 省 庁 等〉　JOGMEC（独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構）地熱部

〈支援要件・内容〉　地熱資源の探査や発電に必要な井戸の掘削、発電設備の設置等に対して出資・債務保証を行い、地熱資源開発を推進する。

〈支 援 対 象 者〉　開発事業者等
〈補　　助　　率〉　出資比率等
探査段階への出資比率：５０％以内（ただし、JOGMEC が単独で最大出資者にならない範囲）
建設段階への債務保証比率：８０％以内

（５）水力発電

a. 小水力等再生可能エネルギー導入推進事業

〈関 係 省 庁 等〉　農林水産省
〈支援要件・内容〉　（１）農業水利施設を活用した小水力等発電に係る調査設計等への支援を行う。
（２）小水力等発電施設の導入に係る土地改良区等の技術力向上のための研修会等の取組への支援を行う。
〈支 援 対 象 者〉　（１）地方公共団体、土地改良区等
（２）協議会等
〈補　　助　　率〉　（１）補助率：定額、１／２以内
（２）補助率：定額

（６）バイオマス発電

a. 地域バイオマス産業化推進事業

〈関 係 省 庁 等〉　農林水産省
〈支援要件・内容〉　内外の経済的社会的環境に応じた安定的かつ適切なエネルギー需給構造の構築を図るため、バイオマス及び雪氷冷熱に係る未活用エネルギーの事業調査に要する経費に対して補助する。
〈支 援 対 象 者〉　バイオマス産業都市構想づくりについては、地方公共団体、又は地方公共団体と民間団体で構成される事業共同体
バイオマス利活用施設整備については、選定されたバイオマス産業都市構想に位置付けられた事業実施体制の構成員となっている地方公共団体又は民間団体等
〈補　　助　　率〉　バイオマス産業都市構想づくり：定額（上限 3 百万円）
バイオマス利活用施設整備：補助対象経費の 1/2 以内

参考文献

４．１　新エネルギー関連の支援制度
(1)経済産業省資源エネルギー庁　再生可能エネルギー事業支援ガイドブック
http://new-energy-guide.jp/

４．２　わが国における FIT 制度の現状と課題

４．２．１　固定価格買取制度導入の経緯

日本のエネルギー自給率は 4 %と低水準であり、自給率を高めるための再生可能エネルギーの普及拡大が急がれている。わが国はこれまでに普及拡大のために、様々な方策を実施してきた（表４．２－１）。

2003 年に RPS 制度 (1) を導入し、2009 年には太陽光発電の余剰電力買取制度のスタートより、再生可能エネルギーによる電力供給量は増加した（図４．２－１）。

2012 年には、以下を目的として RPS 制度に代わる固定価格買取制度（FIT）が導入された。

①発電事業者に対して固定価格での長期買取を保証することによって事業収益の予見可能性を高め、参入リスクを低減させることで新たな再生可能エネルギー市場を創出する。

②市場拡大に伴うコスト低減（スケールメリット、習熟効果）を図ることにより、更なる再生可能エネルギーの促進を図る。

こうした施策によって、2015 年 7 月に策定された「長期エネルギー需給見通し」（「エネルギーミックス」）では、2030 年度において再生可能エネルギーが電源構成の 22-24%を占めるとの見通しを示している。

表４．２－１　日本における再生可能エネルギーの普及拡大の方策

法令・制度	概　要
新エネ等電気利用（RPS）法	・2003 年から電気事業者に、一定量以上の再生可能エネルギーの利用を義務付け ・電気事業者の規模に応じて決まる
太陽光発電の余剰電力買取制度	・2009 年から太陽光発電システムで作られた電力のうち、余剰電力を固定価格で電気事業者が買い取る
固定価格買取制度	・2011 年 8 月 26 日、「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」が成立 ・2012 年 7 月 1 日から電気事業者に、固定価格での再生可能エネルギーの買取を義務付け

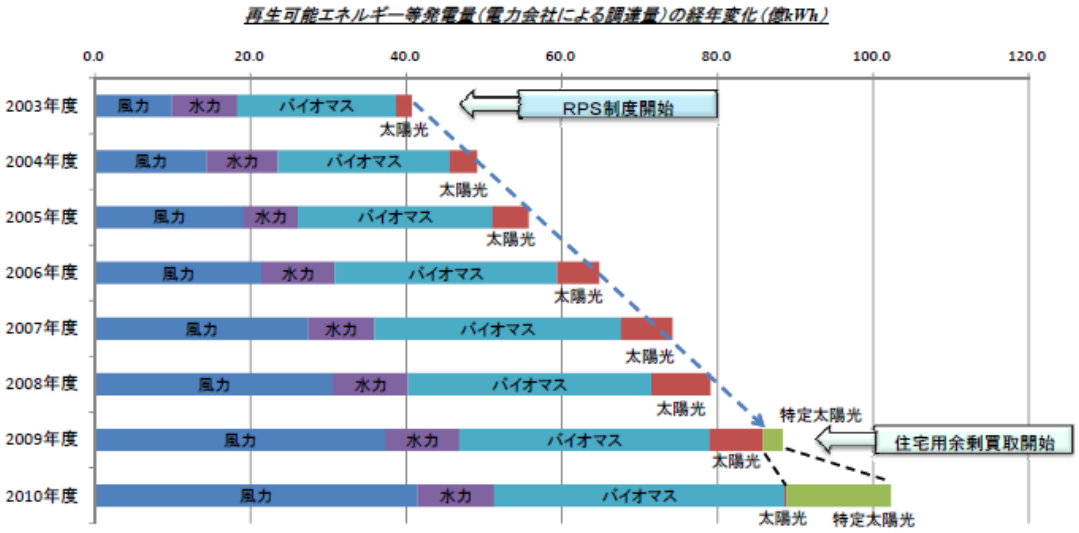


図４．２-１　再生可能エネルギー等発電量の経年変化 (2)

出典：資源エネルギー庁　再生可能エネルギーの固定価格買取制度について

４．２．２　FIT 制度の概要 [2]

FIT は図４．２－２のように再生可能エネルギー（太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス）を用いて発電された電気を国が定める固定価格で一定期間、電気事業者が全量買取ることを義務付けた制度である。電気事業者が買取に要した費用は、電気料金の一部として、使用電力に比例した賦課金という形で回収されることになっている。

この制度により、エネルギー自給率の向上、地球温暖化対策、産業育成を図ると共に、コストダウンや技術開発によって、再生可能エネルギーが日本のエネルギーを支える存在となることを目指している。

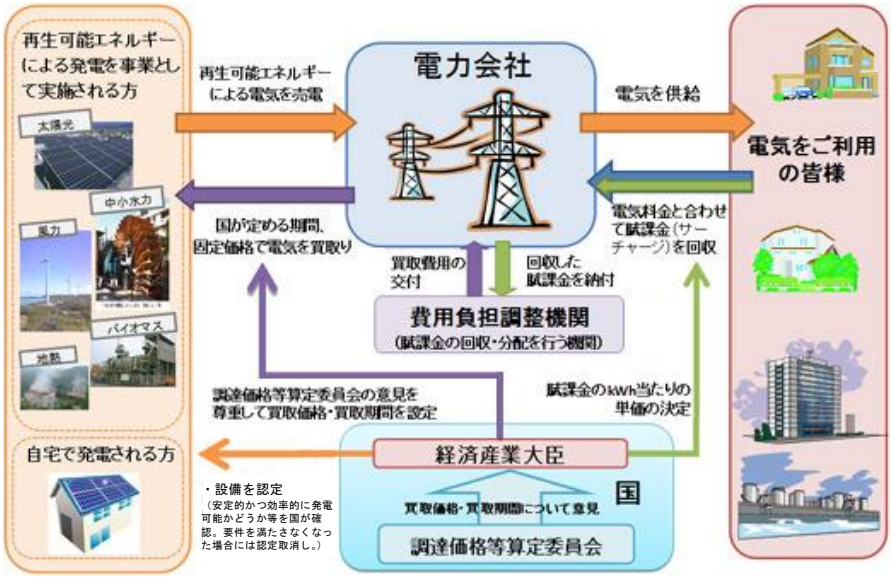


図４．２－２　再生可能エネルギー固定価格買取制度の仕組み[2]

出典：資源エネルギー庁　再生可能エネルギーの固定価格買取制度について

（１）導入目標

再生可能エネルギー導入目標は表４．２－２のとおりである。

表４．２－２　2030 年の導入目標[3]

出典：資源エネルギー庁　再生可能エネルギーの導入促進に係る制度の現状と課題

（単位：万 kW）

	太陽光	風力	中小水力	地熱	バイオマス	合計
FIT 導入前（2012.3）	531	256	963	54	231	2035
2015.3	2371	293	972	52	254	3942
2030	6400	1000	1084~1155	140~155	602~728	9226-9438

（２）対象エネルギーなど

ＦＩＴの対象となるエネルギーと買取価格、買取期間は次のとおりとなっている。

表 4.2-3　ＦＩＴの対象と 2017 年度の買取価格、買取期間

再生可能エネルギー発電設備の区分等		調達価格（／ｋＷｈ）			調達期間
電源	規模	平成 29 年度	平成 30 年度	平成 31 年度	
太陽光　非住宅用	10ｋW以上 2MW未満	21 円＋税	－	－	20 年間
太陽光　非住宅用	2MW以上	入札制　第 1 回は平成 29 年 10 月頃			20 年間
太陽光 住宅用（出力制御対応機器設置義務なし）	10ｋW未満	28 円	26 円	24 円	10 年間
太陽光 住宅用（出力制御対応機器設置義務あり）	10ｋW未満	30 円	28 円	26 円	10 年間
太陽光 住宅用（出力制御対応機器設置義務なし）（ダブル発電）	10ｋW未満	25 円		24 円	10 年間
太陽光 住宅用（出力制御対応機器設置義務あり）（ダブル発電）	10ｋW未満	27 円		26 円	10 年間
風力	20ｋW未満	55 円＋税	－	－	20 年間
風力（陸上風力）	20ｋW以上	10 月から 21 円＋税	20 円＋税	19 円＋税	20 年間
風力（陸上風力リプレース）	20ｋW以上	18 円＋税	17 円＋税	16 円＋税	20 年間
風力（洋上風力）	20ｋW以上	36 円＋税			20 年間
地熱	15MW以上	26 円＋税			15 年間
地熱	15MW未満	40 円＋税			15 年間
地熱（全設備更新型リプレース）	15MW以上	20 円＋税			15 年間
地熱（全設備更新型リプレース）	15MW未満	30 円＋税			15 年間
地熱（地下設備流用型リプレース）	15MW以上	12 円＋税			15 年間
地熱（地下設備流用型リプレース）	15MW未満	19 円＋税			15 年間
水力	5MW以上 30MW未満	平成 29 年 10 月から　20 円＋税			20 年間
水力	1MW以上 5MW未満	27 円＋税			20 年間
水力	200ｋW以上 1MW未満	29 円＋税			20 年間
水力	200ｋW未満	34 円＋税			20 年間
水力（既設導水路活用型）	5MW以上 30MW未満	12 円＋税			20 年間
水力（既設導水路活用型）	1MW以上 5MW未満	15 円＋税			20 年間
水力（既設導水路活用型）	200ｋW以上 1MW未満	21 円＋税			20 年間
水力（既設導水路活用型）	200ｋW未満	25 円＋税			20 年間
バイオマス メタン発酵ガス（バイオマス由来）	－	39 円＋税			20 年間
バイオマス　間伐材等由来の木質バイオマス	2MW以上	32 円＋税			20 年間

バイオマス　間伐材等由来の木質バイオマス	2MW未満	40 円＋税	20 年間
バイオマス（一般木質バイオマス・農産物の収穫に伴って生じるバイオマス）	20MW以上	平成 29 年 10 月から　21 円＋税	20 年間
バイオマス（一般木質バイオマス・農産物の収穫に伴って生じるバイオマス）	20MW未満	24 円＋税	20 年間
バイオマス（建設資材廃棄物）	－	13 円＋税	20 年間
バイオマス（一般廃棄物・その他のバイオマス）	－	17 円＋税	20 年間

（３）再生可能エネルギー賦課金

再エネ賦課金の単価は、買取価格等をもとに年間でどのくらい再生可能エネルギーが導入されるかを推測し、毎年度経済産業大臣が決めている。なお、推測値と実績値の差分については、翌々年度の再エネ賦課金単価で調整することになっている。

再生可能エネルギー賦課金の特徴は以下のとおりである。

- すべての電気の利用者が負担するもの
- 電気料金の一部となっている
- 負担額は電気の使用量に比例する
- 再エネ賦課金の単価は、全国一律の単価になるよう調整を行う
- 再エネ賦課金は、電気事業者が買取制度で電気を買い取るための費用に回され、最終的には再生可能エネルギーの発電事業者に届く

2016 年度の調達価格等を踏まえ、2016 年度の賦課金の単価は 1kWh 当たり 2.25 円と決定され、合計で約 1 兆 8,028 億円、標準家庭(一か月 300kWh 程度の電力使用量を想定)では月額約 675 円の負担となった。固定価格買取制度の見直しにおいては、国民負担を抑制しつつ、再生可能エネルギーの最大限の導入を進めるため、当初の買取価格*が高く設定されていた太陽光に偏らず、電源間でバランスの取れた形での再生可能エネルギーの導入や、コスト効率的な導入を促すための価格決定方式を検討しているところである。

＊例えば 10kW 以上の太陽光発電が 40 円＋税

（４）設備認定(4)

本制度で売電するためには、事前に設備の認定を必ず受ける必要がある。設備認定とは、法令で定める要件に適合しているか国において確認するもので、認定基準は表４．２－４～表４．２－８のとおりである。

表４．２－４　太陽光発電の認定基準

出典：資源エネルギー庁ホームページ（4）

	10kW 未満 （ダブル発電含む※1）	10kW 以上 （屋根貸し含む※2）
満たさねばならない基準	A+B+C	A+B+D

A	○調達期間中、導入設備が所期に期待される性能を維持できるような保証又はメンテナンス体制が確保されていること ○電気事業者に供給された再生可能エネルギー電気の量を計量法に基づく特定計量器を用い適正に計量することが可能な構造となっていること ○発電設備の内容が具体的に特定されていること（製品の製造事業者及び型式番号等の記載が必要)。 ○設置にかかった費用（設備費用、土地代、系統への接続費用、メンテナンス費用等）の内訳及び当該設備の運転にかかる毎年度の費用の内訳を記録し、かつ、それを毎年度１回提出すること。 ○【既存設備のみ適用】 既存の発電設備の変更により再生可能エネルギー電気の供給量を増加させる場合にあっては、当該増加する部分の供給量を的確に計測できる構造であること
B	○パネルの種類に応じて定める以下の変換効率以上のものであること。（フレキシブルタイプ、レンズ、反射鏡を用いるものは除く。） ・シリコン単結晶・シリコン多結晶系　　１３．５％以上 ・シリコン薄膜系　７．０％以上 ・化合物系　８．０％以上
C	○JIS 基準（JISC8990、JISC8991、JISC8992-1、JISC8992-2）又は JIS 基準に準じた認証（JET（一般財団法人電気安全環境研究所）による認証等を受けたもの。 ○余剰配線（発電された電気を住宅内の電力消費に充て、残った電気を電気事業者に供給する配線構造）となっていること。 ○【ダブル発電のみ適用】 逆潮防止装置があること。
D	○【屋根貸しのみ適用】 (1)全量配線となっていること。 (2)設置場所が住宅の場合は居住者の承諾を得ていること。

※1 太陽光発電を蓄電池・エネファーム・電気自動車などと併用すること

※2 発電事業者が一定の面積を有する屋根を借りて太陽光発電設備を設置すること

表４．２－５　風力発電の認定基準

出典：資源エネルギー庁ホームページ（4）

	20kW 未満	20kW 以上	洋上風力（※）
満たさねばならない基準	A+E	A	A
A	表４．２－４のＡと同じ		
E	○JIS 基準（JISC1400-2）又は JIS 基準に準じた認証（JSWTA（日本小形風力発電協会）が策定した規格の認証又は JSTWA 認証相当の海外の認証機関の認証）を得ていること。		

※建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセスを必要とするもの。

表４．２－６　地熱発電の認定基準

出典：資源エネルギー庁ホームページ（4）

	15,000kW 未満	15,000kW 以上
満たさねばならない基準	A	A
A	表４．２－４のＡと同じ	

表４．２－７　水力発電の認定基準

出典：資源エネルギー庁ホームページ（4）

	200kW 未満	200kW 以上 1,000kW 未満	1,000kW 以上 30,000kW 未満
満たさねばならない基準	A+F	A+F	A+F
A	表４．２－４のＡと同じ		
F	○発電機の出力が 3 万 kW 未満であること。 ○揚水式発電ではないこと。		

表４．２－８　バイオマス発電の認定基準

出典：資源エネルギー庁ホームページ（4）

	メタン発酵ガス（バイオマス由来）	間伐材等由来の木質バイオマス	一般木質バイオマス・農作物残さ	建設資材廃棄物	一般廃棄物その他のバイオマス
満たさねばならない基準	A＋G	A＋G＋H	A＋G＋H	A＋G＋H	A＋G
A	表４．２－４のＡと同じ				
G	○バイオマス比率を的確に算定できる体制を担保するとともに毎月１回当該バイオマス比率を算定できる体制を整えること。 ○使用するバイオマス燃料について、既存産業等への著しい影響がないものであること。 ○使用するバイオマス燃料について、その出所を示す書類を添付すること。				
H	○木質バイオマス（リサイクル木材を除く）を使用する発電については、「発電利用に供する木質バイオマスの証明のためのガイドライン」に基づく証明書を添付すること。				

４．２．３　諸外国における FIT 制度等の導入状況

諸外国においても再生可能エネルギーの導入促進を目的に、固定価格買取制度が導入されている。固定価格買取制度を導入している国として、ドイツ（2017 年より原則的に廃止する方針を決定)、デンマーク、オーストリア、スペイン、オランダ、ポルトガル、ギリシャ、チェコ、スロバキア、ハンガリー、フランス等がある。

主要国における固定価格買取制度の概要を表４．２－９に示す。

表４．２－９　主要国における固定価格買取制度の概要

	ドイツ	デンマーク	スペイン
買取義務対象者	配電事業者	送電系統運用者	配電事業者
買取義務期間	設備稼働から 20 年間	特に制限なし ※従来制度で既設設備(2002 年までに運開)は 20 年間の固定価格での買取	特に制限なし ※エネルギー源ごとに買取価格が減額される期間（例:15 年後）を設定
対象エネルギー	水力（５MW 以下） 太陽光 風力 地熱 バイオマス（20MW 以下） 埋立/下水ガス（５MW 以下）	風力 バイオマス(混焼なし)	水力 太陽光 風力 地熱 波力 潮力 バイオマス(混焼含む) 廃棄物（非バイオマス部分も含む） ※すべて設備容量 50MW 以下が対象

４．２．４　FIT 制度の課題

再生可能エネルギーの固定価格買取制度は、再生可能エネルギーに関わる様々な状況を踏まえて順応的に見直しが行われることを前提とした制度である。そのため、その動向を常に把握しておくことが重要である。

ここでは、各方面から指摘されている課題について紹介することとする[(3)]。

（１）現行制度の手続の流れ

現行法では、経済産業大臣が「発電設備及び発電の方法に関する基準に適合」していることを認定し、電力会社に調達・接続義務をかける仕組みである。国は認定後の接続状況等を把握できず、認定取得後に事業者に対して早期に事業者の事業開始を促す仕組みとなっていない。そのため、太陽光発電については未稼働案件の積み上がりの課題や、事業開始後に、メンテナンス等適切な管理が不十分といった課題がある。

（２）コスト効率的な再生可能エネルギーの導入

再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を図るには、コスト効率的な導入拡大が必要である。例えば、ドイツにおいては、導入量の拡

大とともに買取価格の決定方式を変更している。

買取価格の決定方式として、現行制度はコストベースでの価格算定となっているが、導入量など電源毎の状況を踏まえて、更なる効率化・技術開発を誘導する価格決定方式の検討が必要と指摘されている。

固定価格買取制度に要する費用としては、買取費用だけでなく、電力多消費産業への賦課金減免制度に係る費用や系統安定化費用が発生している。再生可能エネルギーの導入拡大に応じ、これらのコストの増加が見込まれ、その負担のあり方について検討が必要である。

（３）系統制約の解消に向けて

再生可能エネルギーの導入拡大による系統面での制約の解消については、国民負担にも留意しつつ、送電網の整備に関する更なる手続・負担ルールの明確化により推進することが重要である。自然変動電源である太陽光や風力を既存の電力系統で最大限受け入れていくためには、出力制御や広域融通のルール整備や研究開発による系統安定化への対応が必要である。

（４）研究開発・規制改革

再生可能エネルギーが我が国の長期安定的かつ自立的な電源となるためには、研究開発等を通じて、設備稼働率の上昇や高効率化を推進し、大幅なコスト低減を実現していくことが必要である。

地熱発電や風力発電のようなリードタイムが長い電源は、規制改革や地域住民の理解（地熱発電や洋上風力発電の開発に当たっては温泉事業者や漁業協同組合など）なども必須である。

参考文献

４．２　わが国における FIT 制度の現状と課題

(1)資源エネルギー庁：ＲＰＳ法ホームページ　(online), available from 〈 http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/top/main.html 〉(accessed 2005-8-11).

(2)資源エネルギー庁：再生可能エネルギーの固定価格買取制度について、平成 24 年 7 月 http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/120522setsumei.pdf

(3)資源エネルギー庁：再生可能エネルギーの導入促進に係る制度の現状と課題、平成 27 年 9 月 11 日 http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/saisei_kanou/pdf/001_02_00.pdf

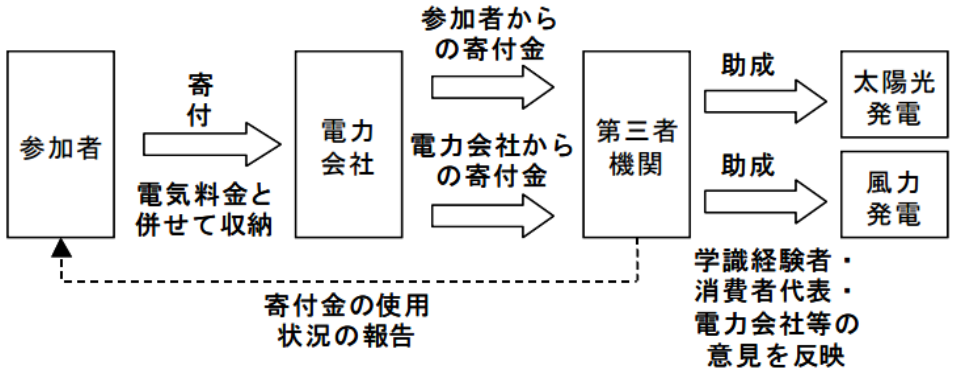
(4)資源エネルギー庁：なっとく！再生可能エネルギー http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/index.html

４．３　民間における取り組み

固定価格買取制度の普及前は社会的な環境意識の高まりの中で「たとえ価格が相対的に高価であっても環境に負荷を与えない商品を購入したい」という一般消費者が増えてきたこと、また、企業においても「環境に配慮することが企業イメージの向上に寄与する」という認識が広がったことなどから、民間主導によるボランタリーな再生可能エネルギーの普及の取り組み「グリーン電力基金」や「グリーンエネルギー証書制度」も実施された。2012 年 7 月から「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」が開始されるなど、新エネルギーの普及促進のための費用を、国民全体で広く負担するという新しい段階に移行したのに伴い、「グリーン電力基金」については取り組みを終了している。

４．３．１　グリーン電力基金[(1)～(6)]

グリーン電力基金とは、主に消費者や市民からの寄付によって基金を設立し、対象とする再生可能エネルギー発電プロジェクトに対して助成するというものであった（図 4.3-1)。日本では電力会社 10 社や NPO 法人北海道グリーンファンドによって実施されていた。寄付の徴収形態はさまざまで、電気料金の何%という形で電気料金に上乗せして徴収されるケースや、毎月一定額が徴収されるケースなどである。不特定多数の消費者からの基金を運用するため、運用主体には透明性が求められるほか、助成対象も参加者から理解を得やすい風力発電や太陽光発電が中心となっていた。



（出所）各種資料を元に作成

図４．３－１　グリーン電力基金の仕組み（日本の場合）
出典：日本エネルギー経済研究所[(1)]

電力会社が主体となったグリーン電力基金は、2000 年度に創設された。寄付金は、１口あたり毎月 500 円（電力会社によっては 100 円の場合もある）を希望口数分、毎月の電気料金と一緒に集金された。また、電力会社は一般からの寄付金とほぼ同額を基金に拠出した。集まった基金の運営には透明性と公平性を確保するため、電力会社と明確に区分された外部機関であるそれぞれの地域の産業活性化センターがあたった。寄付金の助成先など具体的な使いみちは、地域活性化センター内に設置された「グリーン電力基金運営委員会」の審議をふまえて決定された。この委員会は学識経験者や

市民団体、消費者団体代表、産業界代表などから構成され、寄付金の最も有効な助成方法などが検討された。2005 年当時までの助成の実績を発電出力で比較すると、現状で最も事業としての実現性が高い風力発電に対する助成が最も大きかったが、RPS 法のもと十分に普及促進が図れるとの理由から風力発電を対象外とした電力会社もあった。2005 年度当時、このグリーン電力基金への一般からの寄付金は日本全体で毎年 3 億円程度、基金の総額は電力会社の拠出含めてその約 2 倍となったが、それまでの数年間は寄付金の口数の伸びが鈍化していた。

４．３．２　グリーンエネルギー証書制度（7）

グリーンエネルギー証書（グリーン電力証書・グリーン熱証書）は、グリーンエネルギーから得られた電気・熱を、電気・熱そのものの価値とグリーンエネルギーとしての環境付加価値とに切り離し、環境付加価値を証書の形で電力需要家が保有することで、グリーンエネルギーによる電気・熱とみなすものである。

グリーンエネルギー証書制度は、図４．３－２のように電力・熱需要家が使用電力量・熱量に応じてグリーンエネルギー証書を購入し、その資金がグリーンエネルギー事業者に提供されることにより、再生可能エネルギーの普及拡大を支援する仕組みである。証書購入者は使用しているエネルギーが環境に優しいものであることを対外的にＰＲすることができる。設備認定とエネルギー量認証を行っている認証機関は一般財団法人日本エネルギー経済研究所グリーンエネルギー認証センターである。設備認定とエネルギー量認証のフローは図４．３－３のとおりである。

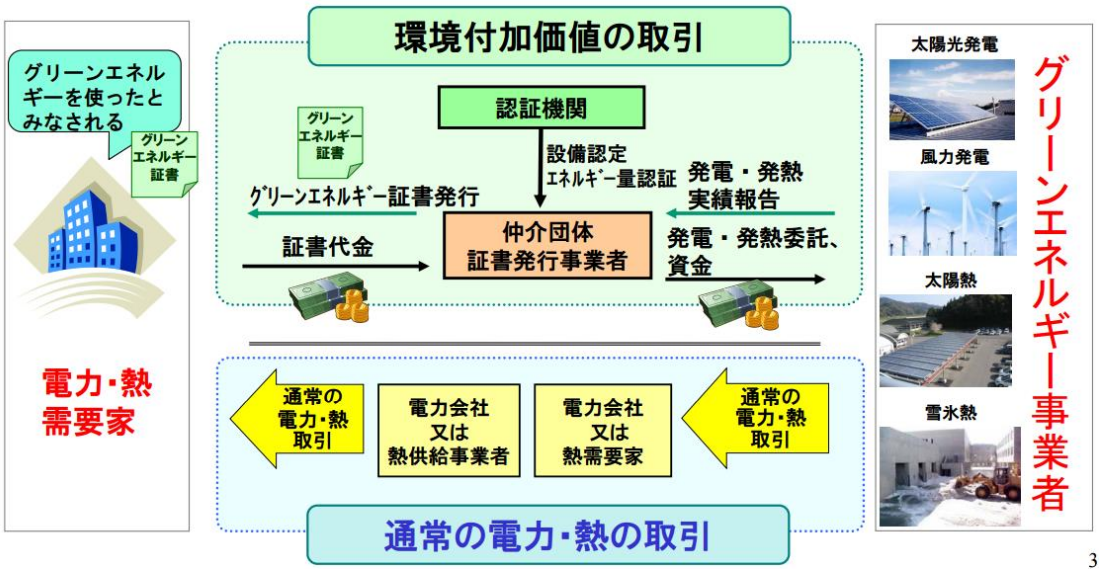


図４．３－２　グリーンエネルギー証書制度の仕組み（7）

出展：資源エネルギー庁新エネルギー対策課

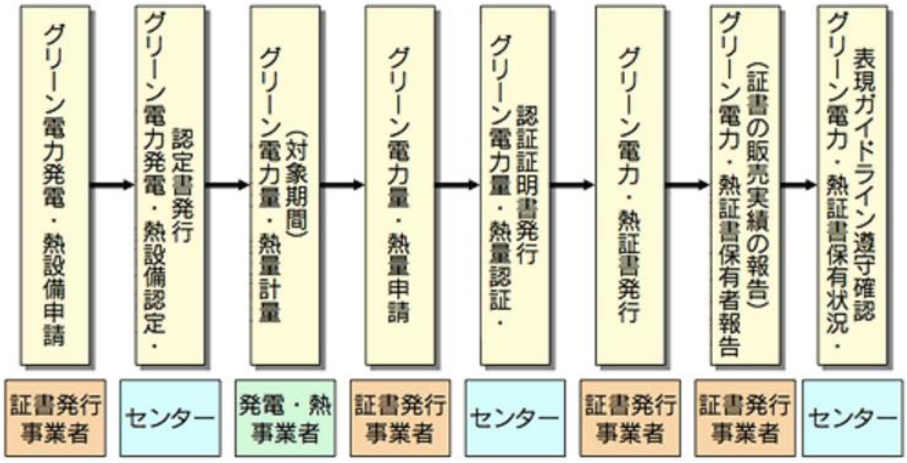


図４．３－３　設備認定および電力量・熱量認証フロー[8]
出典：グリーンエネルギー認証センター

こうした民間の取り組みを支援するために資源エネルギー庁と環境省が共同でグリーンエネルギーCO2 削減相当量認証制度を創設した。これは、図４．３－４のように現在民間で取引されているグリーンエネルギー証書について、証書の CO2 排出削減価値を国が認証することにより、地球温暖化対策推進法に基づく算定・報告・公表制度における国内認証排出削減量として活用できるようにするものである。本制度により、グリーンエネルギー証書の付加価値が高まり、グリーンエネルギー証書の取引拡大を通じて、再生可能エネルギーの更なる推進が期待できる。

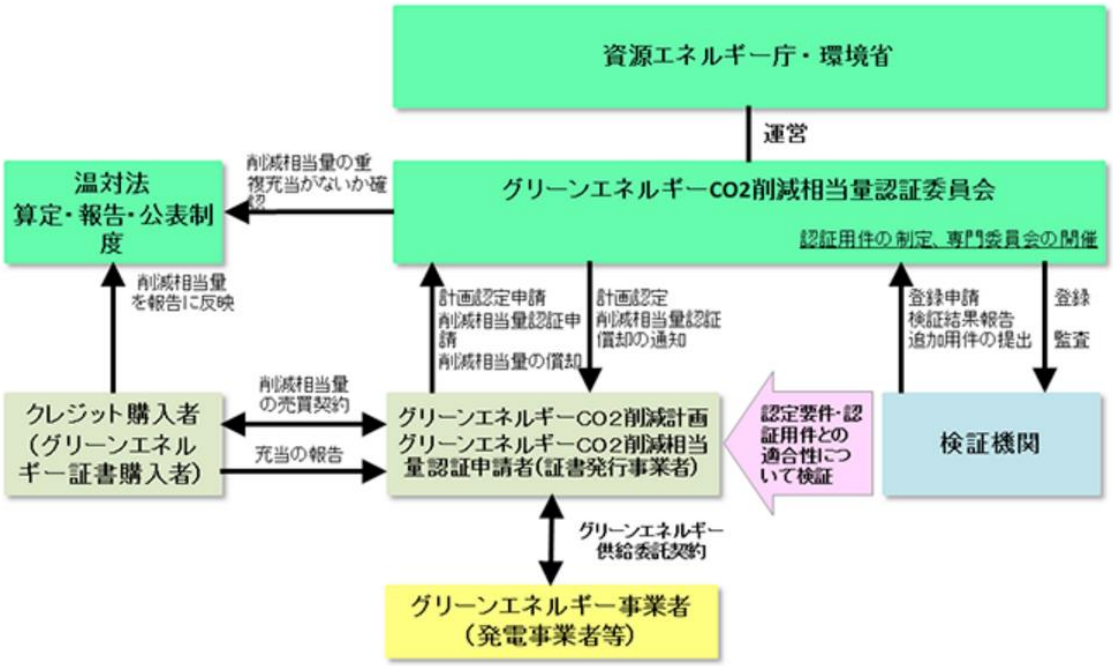


図４．３－４　グリーンエネルギーCO2 削減相当量認証制度の仕組み
出典：資源エネルギー庁ホームページ[9]

参考文献

４．３　民間における取り組み

(1)中茎伸一、「グリーン電力認証」の論点とわが国における将来の展望、（財）日本エネルギー経済研究所（IEEJ）：2003/9.
http://eneken.ieej.or.jp/data/pdf/738.pdf

(2)財団法人日本エネルギー経済研究所、国内外のグリーン電力制度（プログラム）に関する調査：平成 15 年度新エネルギー等電力市場拡大促進対策基礎調査、2004/3.

(3)日本自然エネルギー株式会社ホームページ（http://www.natural-e.co.jp）

(4)グリーン電力認証機構ホームページ（http://eneken.ieej.or.jp/greenpower）

(5)自然エネルギー市民ファンドホームページ（http://www.greenfund.jp）

(6)日本エネルギー経済研究所ホームページ（http://eneken.ieej.or.jp）

(7)資源エネルギー庁新エネルギー対策課：グリーンエネルギー証書について、平成 23 年 9 月 1 日
https://www.jimin.jp/eco/condition/files/01.pdf

(8)日本エネルギー経済研究所ＨＰ　グリーンエネルギー認証センター／概要／グリーンエネルギー認証センターの位置付けと設備認定・電力量認証フロー：設備認定および電力量・熱量認証フロー
http://eneken.ieej.or.jp/greenpower/jp/index.html

(9)資源エネルギー庁ホームページ：グリーンエネルギーCO2 削減相当量認証制度 概要
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/green_energy/outline.html

第５章　再生可能エネルギー開発の許認可手続きの現状と課題

５．１　再生可能エネルギー利用発電所の許認可手続き

５．１．１　発電所の設置の事業としての許認可手続き

使用する再生可能エネルギーの種類に関係なく、一般に発電所を建設する際に必要となる許認可を規定する法律は以下の通りである。

本項で述べる法律は「発電所」または「開発事業」を規制するものであるから当然のことであるが、再生可能エネルギーを使用しているという理由で、その手続きが免除または簡素化されることはない。許認可手続きの詳細は経済産業省資源エネルギー庁「再生可能エネルギー事業支援ガイドブック（平成 28 年度版）」[(1)] に記載されている。

（１）事業関連法の許認可

a. 資源・エネルギー関連法

１）電気事業法

他人の需要に応じて電気を供給する「電気事業」は、全て電気事業法の規定に従って営まれなければならない。電気事業法において、発電所を設置するという行為は、大別すると次の 3 種類の許認可または届出の対象となる。

①電気事業の許可（法第 3 条）

②電気工作物の変更届（法第 9 条）

③電気工作物の工事計画の認可（法第 47 条）または届出（法第 48 条）

法第 47 条にいう「省令で定める」発電所は、「水力発電所、火力発電所、燃料電池発電所、太陽電池発電所、風力発電所以外の発電所」である（電気事業法施行規則別表第 2)。ここで「火力発電所」は地熱発電所、バイオマス発電所、廃棄物発電所を含むと解される。従って、第 2 章で定義した「再生可能エネルギー」を原動力とする発電所の大部分は、法第 48 条の対象となる。しかし再生可能エネルギーのうち雪氷熱、温度差エネルギーを原動力とする発電所、研究途上の自然エネルギーを原動力とする波力発電所、海洋温度差発電所は、もし設置されるならば法第 47 条の対象となり、工事計画の認可を要すると考えられる。

２）熱供給事業法

海外のバイオマス発電所等にみられるように、再生可能エネルギーを原動力とする発電所が、コージェネとして熱電併給を行なう場合がある。この場合、発電所は一般の需要に応じて熱（加熱され、若しくは冷却された水又は蒸気）を供給する「熱供給事業」のための「熱供給施設」にも該当する。従ってその発電所の事業者は、熱供給事業法の規定に従って熱供給事業をも営まれなければならない。熱供給事業法において、熱供給施設を設置するという行為は、大別すると次の 3 種類の許可または届出の対象となる。

①熱供給事業の許可（法第 3 条）

②供給区域等の変更の許可（法第 7 条）

③導管の工事計画の届出（法第 21 条）

熱供給事業法は、導管を除く熱供給施設の工事計画に関する規定を定めていない。しかし、導管を含む熱供給施設全体が、経済産業省令で定める技術上の基準に適合するように維持されなければならないこととされている（法第 20 条）。

b. 農林水産業関連法

1）森林法

森林における開発行為に対し、法で指定する以下の区域について許認可、届出等の義務がある。

①森林計画

全国の森林は、農林水産大臣等が立案する「森林計画」の対象となる。森林計画には表５．１－１に示すものがあり、いずれも「立木竹の伐採に関する事項」を含む、森林の整備に関する基本的な事項を定めることとされている。このように森林は、私有林であっても純然たる私有財産ではなく、災害の防止等の公益を目的とした規制を受けている。

表５．１－１　森林法に基づく森林計画

名称	条文	立案者	対象	主な開発の規制
全国森林計画	第 4 条	農林水産大臣	全国の森林	直接の規制はない。
地域森林計画	第 5 条	都道府県知事	各都道府県内の民有林	土石の採取等、土地の形質を変更する行為に、知事の許可が必要（保安林、保安施設地区、海岸法に基づく海岸保全区域を除く）（法第 10 条の 2）。
国有林の地域別森林計画	第 7 条の 2	森林管理局長	各森林管理局管内の国有林	左の森林計画に従って国有林を管理経営する（法第 8 条）。
市町村森林整備計画	第 10 条の 5	市町村長	各市町村内の、地域森林計画の対象となっている森林	立木の伐採に、市町村長への届出が必要（法第 10 条の 8）。

②保安林・保安施設地区

法第 25 条に掲げる 11 種の目的を達成するために必要があるときは、農林大臣が森林を「保安林」として指定することができるとされている。また、法第 41 条において森林又は原野その他の土地を「保安施設地区」（森林の造成・維持に必要な事業を行うための土地）として指定することができる。

保安林においては、都道府県知事の許可を受けなければ、立木の伐採、土石の採掘その他土地の形質を変更する行為をしてはならない（法第 34 条）。これらの行為は、森林施業の一環として行なわれる場合以外は許可の対象とされない。許可を受けて伐採した跡地には、植栽をしなければならない（法第 34 条の 4）。また、保安施設地区においても保安林と同様に開発の規制が行なわれる。

以上のように、保安林の指定地では林業以外の開発行為は事実上できない。開発事業の実施区域が保安林に指定されている場合は、事業者は、都道府県知事に対して、その指定の解除の申請をし、許可を受けなければならない。

2）農地法

エネルギー事業等の開発行為により農地法で定めるところの農地（法第 2 条）を農地以外のものにする場合、制限があるので注意を要する。

政令で定めるところにより、農地を農地以外にする場合 4ha 以下の場合は都道府県知事の許可、4ha を超える場合は農林水産大臣の許可を受けなければならない（法第 4 条）。農地を農地以外のものにするため又は採草放牧地を採草放牧地と農地以外のものにするため、これらの土地について所有権を移転し、又は地上権その他の使用及び収益を目的とする権利を設定し、若しくは移転する場合は、当事者は許可（4ha 以下の場合は都道府県知事の許可、4ha を超える場合は農林水産大臣の許可）を受けなければならない（法第 5 条）。

従って、農業以外の開発事業の用地として農地、採草放牧地を転用する場合は、単純な用地買収では済まず、農地法の許可が必要である。再生可能エネルギー施設の事業では、牧草地に風力発電用風車を設置する場合等がこれに該当すると考えられる。

3）農業振興地域の整備に関する法律

エネルギー施設の立地点が農業地帯に位置する場合は、農地法が規定する「農地」の他、農業振興地域の整備に関する法律で定めるところの「採草放牧地」をあわせた「農用地」においても開発行為の制限があるので、農業振興地域と農用地区域の指定の有無を確認することが必要である。

農用地区域において開発行為（宅地の造成、土石の採取その他の土地の形質の変更又は建築物その他の工作物の新築、改築若しくは増築）をしようとする者は、農林水産省令で定めるところにより、都道府県知事の許可を受けなければならない（法第 15 条の 2）。都道府県知事は、農業振興地域内の農用地区域以外の土地で行なわれている開発によって、農用地区域において土砂の流出等の災害を発生するおそれがあると認められるときは、開発の実施者に対し、その事態を除去するために必要な措置を講ずべきことを勧告することができる。

また、農地法第 4 条、第 5 条で規制されている農地転用、権利移転は、農用地区域内の農用地については、許可されないこととされている（法第 17 条、農地法第 4 条第 2 項、同第 5 条第 2 項）。

（2）建築基準法の許認可

建築基準法は発電所等の比較的大規模な開発事業に限らず社会生活全般に適

用される法律ではあるが、再生可能エネルギー施設の建設にあたっては、「確認の申請書を提出して建築主事の確認を受け、確認済証の交付を受けなければならない。（第 6 条）」とされているので、注意を要する。確認申請が必要となる工作物は以下の通りである。（法第 88 条第 1 項、施行令第 138 条）

ａ．次の各号に掲げる工作物を築造するとき

１）高さが 6m を超える煙突

２）高さが 15m を超える鉄筋コンクリート造りの柱・鉄柱・木柱等

３）高さが 4m を超える広告塔、広告板、装飾塔、記念塔等

４）高さが 8m を超える高架水槽、サイロ、物見塔等

５）高さが 2m を超える擁壁

ｂ．製造施設、貯蔵施設、遊戯施設等の工作物で政令で指定するもの

１）高さが 8m を超えるサイロその他これに類する工作物のうち飼料、肥料、セメントその他これらに類するものを貯蔵するもので第一種低層住居専用地域、第二種低層住居専用地域又は第一種中高層住居専用地域内にあるもの

２）汚物処理場、ごみ焼却場

（３）国土整備法の許認可

a. 公物・公共施設関連法

１）地すべり等防止法

地すべり等防止法で指定された地すべり防止区域においては、法第 18 条に記載された行為（地下水を誘致し、又は停滞させる行為で地下水を増加させるもの、地下水の排水施設の機能を阻害する行為その他地下水の排除を阻害する行為等）をしようとする者は、都道府県知事の許可を受けなければならないとされている。特に発電所等のエネルギー施設の場合、この第 18 条の規定に該当する可能性が高く、再生可能エネルギー施設の立地場所が地すべり防止区域に含まれている場合は、一般に都道府県知事の許可を得なければならないと考えられる。

２）急傾斜地の崩壊による災害の防止に関する法律

急傾斜地の崩壊による災害の防止に関する法律により指定された急傾斜地崩壊危険区域において法第 7 条において記載された行為（水を放流し、又は停滞させる行為その他水のしん透を助長する行為、ため池、用水路その他の急傾斜地崩壊防止施設以外の施設又は工作物の設置又は改造）をしようとする者は、都道府県知事の許可を受けなければしてはならないとされている。発電所等のエネルギー施設は、上記の規定に該当する可能性が高く、再生可能エネルギー施設の立地場所が急傾斜地崩壊危険区域に含まれている場合は、一般に都道府県知事の許可を得なければならないと考えられる。

３）公有水面埋立法

再生可能エネルギー施設の建設に伴って、わずかでも公有水面の埋立を必要とする場合は、一般に公有水面埋立の免許を得なければならないと考えられる。公有水面埋立法の適用除外の要件には、埋立の規模に係るものは規定されていない。

公有水面埋立の免許の取得は、公有水面埋立法に記載された手続きによる。まず、公有水面埋立を行なおうとする者は、都道府県知事の免許を受けなければならない（法第 2 条）。また、特例として、港湾区域内の公有水面の埋立については、免許権者は港湾管理者の長となる（港湾法第 58 条）。この免許を取得するためには、埋立の計画が 1) 国土利用上適正かつ合理的であること、2) 環境保全及び災害防止について十分配慮したものであること等、多くの要件を満足していなければならない（法第 4 条）。

なお、免許手続きに含まれる環境影響評価については、５．２．１（３）で説明する。

４）海岸法

再生可能エネルギー施設の立地場所が海岸保全区域または一般公共海岸に含まれている場合は、海岸法に基づき、海岸管理者の許可を得なければならないと考えられる。

海岸法第 3 条により指定された海岸保全区域において、海岸管理者（都道府県知事、市町村長、港湾管理者の長等）以外の者が海岸保全区域（公共海岸の土地に限る）内において、海岸保全施設以外の施設又は工作物（「他の施設等」）を設けて当該海岸保全区域を占用しようとするときは、海岸管理者の許可を受けなければならない（法第 7 条）。また、海岸保全区域において法第 8 条に記載された行為（土石を採取すること、水面又は公共海岸の土地以外の土地において、他の施設等を新設し、又は改築すること等）をしようとする者は、海岸管理者の許可を受けなければならないとされている。

公共海岸のうち、海岸保全区域でない部分を、一般公共海岸というが、法第 37 条の 4 において、海岸管理者以外の者が一般公共海岸区域（水面を除く）内において、施設又は工作物を設けて当該一般公共海岸を占用しようとするときは、海岸管理者の許可を受けなければならないとされている。

さらに法第 37 条の 5 においては、一般公共海岸区域内において記載された行為をしようとする者は、海岸管理者の許可を受けなければならないとされている。

b. 都市計画関連法

１）都市計画法

都市計画区域および準都市計画区域に立地するエネルギー施設については、都市計画法上の規制状況を確認することが必要である。

都市計画法では、都道府県が指定した「都市計画区域」あるいは、市町村が指定した「準都市計画区域」においては、建築物の建築や、そのために行

なう土地の区画形質の変更（「開発行為」）に対して、以下の規制が行なわれる。

公的なものを除く「開発行為」をしようとする者は、原則として、都道府県知事の許可を受けなければならない（法第 29 条）。

都市計画区域においては、建築物の建築等に対して、以下の規制が行なわれる（法第 8 条の規制は、準都市計画区域にも適用される）。

① 区域区分に伴う規制：（法第 7 条）。
② 風致地区等、地域地区に伴う規制：（法第 8 条）（法第 9 条）（法第 58 条）
③ 市街地開発事業予定区域に伴う規制：（法第 12 条）（法第 52 条の 2）
④ 都市計画施設等の区域に伴う規制：（法第 11 条）（法第 53 条）
⑤ 地区計画等の区域に伴う規制：（法第 12 条の 5）（法第 58 条の 2）

2）都市公園法

都市に立地するエネルギー施設でその構造物の一部が都市公園内に設置される場合には、都市公園法の許可が必要となる。

同法によれば、都市公園に、公園施設以外の工作物その他の物件又は施設を設けて都市公園を占用しようとするときは、公園管理者の許可を得なければならない（法第 6 条）。

3）景観法

わが国の都市、農山漁村等における良好な景観の形成を促進するため、景観計画の策定その他の施策を総合的に講ずることにより、国民生活の向上並びに国民経済及び地域社会の健全な発展に寄与することを目的として景観法が制定され、重点的に景観を保全するために、景観地区が指定され、厳しい規制が課されている（2013 年 1 月現在、景観地区 36 箇所、準景観地区 3 箇所）。エネルギー施設の立地計画に際して、今後、景観も重要な事前確認事項となると予想される。

景観法によれば、建築物の建設等の行為に対して、以下の規制が行なわれる。

① 景観計画区域に伴う規制：（法第 16 条）（法第 17 条）。
② 景観地区に伴う規制：（法第 62 条）（法第 63 条）（法第 64 条）（法第 72 条）（法第 73 条）
③ 準景観地区に伴う規制：（法第 74 条）（法第 75 条）。

4）都市緑地法

都市計画区域に立地するエネルギー施設の計画に際しては、緑地保全地域および特別緑地保全地区の指定状況を確認することが必要である。

緑地保全地域においては、工作物の新築・改築増築を始め、エネルギー施設の建設に通常必要となる行為の主要なものが、あらかじめ都道府県知事等に届出をしなければしてはならない（法第 8 条）。特別緑地保全地区におい

ては、それらの行為が、都道府県知事等の許可を受けなければしてはならない（法第 14 条）。都道府県知事等は、法第 8 条または第 14 条の規定に違反した者に、原状回復命令を出すことができる（法第 9 条）。

5）首都圏近郊緑地保全法

首都圏に立地するエネルギー施設の計画に際しては、近郊緑地保全区域の指定状況を確認することが必要である。

近郊緑地保全区域内においては、工作物の新築・改築増築を始め、エネルギー施設の建設に通常必要となる行為の主要なものが、都県知事に届出をしなければしてはならない（法第 8 条）。近郊緑地特別保全地区については、それに限定した行為の規制は規定されていない。

6）近畿圏の保全区域の整備に関する法律

近畿圏に立地するエネルギー施設の計画に際しては、近郊緑地保全区域の指定状況を確認することが必要である。

近郊緑地保全区域内においては、工作物の新築・改築増築を始め、エネルギー施設の建設に通常必要となる行為の主要なものが、府県知事に届出をしなければしてはならない（法第 8 条）。近郊緑地特別保全地区については、それに限定した行為の規制は規定されていない。

7）生産緑地法

市街化区域内にある農地等に立地するエネルギー施設の計画に際しては、生産緑地地区の指定状況を確認することが必要である。

生産緑地法において、都道府県または市町村は、都市計画法で規定された市街化区域内にある農地等で法第 3 条に記載の要件のいずれかに該当するものについては、都市計画に生産緑地地区を定めることができる。

生産緑地地区内においては、工作物の新築・改築増築を始め、エネルギー施設の建設に通常必要となる行為の主要なものが、市町村長の許可を受けなければしてはならない（法第 8 条）。市町村長は、法第 8 条の規定に違反した者に、原状回復命令を出すことができる（法第 9 条）。

（4）環境法上の許認可

a. 自然環境保全関連法

1）自然環境保全法

自然環境保全法において、環境大臣が自然環境を保全することが特に必要な区域を、原生自然環境保全地域（法第 14 条）、自然環境保全地域（法第 22 条）として指定した地域においては、工作物の新築・改築・増築を始め、産業活動に必要な行為のほとんどが、環境大臣の許可なしではできないこととされている（法第 17 条、第 25-28 条）。両地域はエネルギー施設といわず、開発事業の対象となり難い地域と認識すべきである。

また、全ての都道府県が自然環境保全条例を制定し、都道府県自然環境保全地域を指定している。都道府県自然環境保全地域にも、国のものと同様の行為の規制がある。指定の目的から考えて、それらの地域における開発事業の実施は一般に困難であると考えられる。

2）自然公園法

国立公園・国定公園においてエネルギー施設を建設するためには、自然公園法の許可を受けるか、届出を受理されなければならない。過去には、これらの手続を踏んで水力発電所、地熱発電所等のエネルギー施設が国立、国定公園内に建設された事例が多くあった。しかし近年の自然保護重視の世論の高揚とそれに呼応した規制の強化の結果、特別地域と海中公園地区におけるエネルギー施設の新規開発は極めて困難となっている。普通地域についても、特別な事情がない限り、計画段階で極力回避しているのが現状である。

3）瀬戸内海環境保全特別措置法

エネルギー施設の構造物が特定施設に該当する場合、一般地域では水質汚濁防止法に基づき届出によって設置することができるのに対し、瀬戸内海では関係府県知事の許可が必要であり、より厳しい規制が課される。また、海岸が自然海浜地区に指定されている場合、施設の建設には届出が必要である。

瀬戸内海環境保全特別措置法では、関係府県の区域（政令で定める区域を除く）において特定施設（水質汚濁防止法で定める「特定施設」またはダイオキシン類対策特別措置法で定める「水質基準対象施設」をいう）を設置しようとする者は、環境省令で定めるところにより、府県知事の許可を受けなければならない（法第 5 条）。特定施設の構造等の変更を行なおうとする場合も、府県知事の許可を受けなければならない（法第 8 条）。

また、関係府県は、条例で定めるところにより、瀬戸内海の海浜地及びこれに面する海面で、自然の状態が維持され、海水浴等のため公衆に利用されているものを、「自然海浜保全地区」に指定することができる（法第 12 条の 7）。関係府県は、自然海浜保全地区内に工作物の新築、土地の形質の変更、鉱物の採掘、土石の採取その他の行為をしようとする者に必要な届出をさせ、必要な勧告又は助言をすることができる（法第 12 条の 8）。

4）絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律

絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律（通称「種の保存法」）に基づき、指定種の個体の保護に関するものと指定種の生息地の保護に関するものについて開発事業に対する規制がなされている。開発事業の実施区域に国内・国際希少野生動植物種の生息地、渡来地等が含まれている場合、事業者はその種の保存のために何らかの対策（回避等）を行なう必要に迫られる。特に、事業が法的に環境影響評価の対象となる場合は、確実に何らかの対策を講じることが求められる。

5）鳥獣の保護及び管理並びに狩猟の適正化に関する法律

再生可能エネルギー施設の立地場所が鳥獣の保護及び管理と狩猟の適正化に関する法律により指定された鳥獣特別保護地区に含まれている場合は、環境大臣または都道府県知事の許可を得なければならないと考えられるが、その許可の取得は一般に困難であるといわれる。特に、鳥獣特別保護地区の指定がラムサール条約指定湿地の保護の担保となっている場合等は、許可の取得は極めて困難であると考えられる。

b. 公害防止関連法

1）環境基本法

再生可能エネルギー施設の事業に伴って環境影響評価を行なう場合には、対象事業実施区域の周辺地域の現況の一つとして環境基準の数値を確認することが必要である。また、施設の建設と運用の両段階において、事業の実施によって環境基準が満足されなくなるような環境影響を発生させないことを、対外的に説明できる計画としなければならない。

環境基本法は、環境のあるべき状態の目標値である「環境基準」を制定する条文を含んでいる。

2）水質汚濁防止法

水質汚濁防止法によるエネルギー施設への規制は、「排出水の排出の規制」と「生活排水対策」の 2 領域に整理できる。

①排出水の排出の規制

再生可能エネルギー施設の事業計画策定に際しては、施設（廃棄物発電所等）または工事用仮設備（骨材製造設備等）が特定施設に該当するか否かについて、十分な確認が必要である。法第 2 条に記載された要件を備える汚水または廃液を排出する施設を特定施設といい、これを設置する工場又は事業場（特定事業場）から公共用水域に排出される水を排水という。

排出水の汚染状態について、「排出基準」が定められる（法第 3 条）。排出基準は規制基準であり、これを満足しない排出水を排出することは禁止される（法第 12 条）。特定施設を設置しようとする者は、都道府県知事に届出をしなければならない（法第 5 条）。知事は届出の内容を審査し、特定施設の計画の変更または廃止を命ずることができる（法第 8 条）。

水質汚濁防止法施行令（政令）は数百種の工場設備を特定施設に指定しており、その中には「砕石業の用に供する水洗式破砕施設」「産業廃棄物処理施設」等が含まれる。

排出基準の具体的な対象物質・数値は、原則として環境省令で規定される。しかし都道府県が条例に基づき、環境省令の規定より厳しい

基準を制定することが認められている（法第 3 条）ので、確認が必要である。

②生活排水対策

山間部等に立地する再生可能エネルギー施設事業計画策定に際しては、施設（発電所に便所・食堂が設置されている場合等）または工事用仮設備（作業員宿舎等）が本条の規定に該当するか否かについて、十分な確認が必要である。

生活排水を排出する者は、下水道法その他の法律の規定に基づき生活排水の処理に係る措置を採るべきこととされている場合を除き、公共用水域の水質に対する生活排水による汚濁の負荷の低減に資する設備の整備に努めなければならない（法第 14 条の 6）。公共下水道の供用が開始されている地域においては、生活排水はその公共下水道に流入させなければならない（下水道法第 10 条）ので、本条の規定は、公共下水道がない地域において生活排水を排出する施設を対象としたものと考えられる。

3）土壌汚染対策法

土壌汚染対策法は、過去の行為に起因する土壌の汚染の対策を主たる目的としており、将来実施される開発に伴う土壌の汚染を予防するための規制を定めていない。しかし、所有する土地の土壌が既に汚染されていることが判明した場合には、自分が原因者でなくても、また開発を行なうか否かに関係なく、汚染の除去等を命じられる可能性があり、開発も事実上できなくなる。従って、再生可能エネルギー施設の立地予定地が工場等の跡地である場合には、その土地の土壌汚染の有無について、十分な確認が必要である。

4）騒音規制法

再生可能エネルギー施設の事業計画策定に際しては、施設および工事用仮設備が特定施設に該当するか否かについて、確認が必要である。

騒音規制法において規定された「特定施設」とは、工場又は事業場に設置される施設のうち、著しい騒音を発生する施設であって政令で定めるものである。

特定施設が発生する騒音の大きさについて、「規制基準」が定められており、市町村長は、指定地域内において規制基準を満足しない特定工場等に対して、改善勧告または改善命令を出すことができる（法第 12 条）。指定地域内に特定施設を設置しようとする者は、市町村長に届出をしなければならない（法第 6 条）。市町村長は届出の内容を審査し、特定施設の計画の変更を勧告することができる（法第 9 条）。

なお、騒音規制法に基づく騒音の規制は、発生源が指定地域内に存在することが前提となっており、近傍に人家が存在しない山間部に立地する施設やその建設工事には適用されないと考えられる。しかし、資材の搬入経路が指

定地域に含まれている場合には、騒音に対する配慮が必要となる。

5）振動規制法

再生可能エネルギー施設の事業計画策定に際しては、施設および工事用仮設備が振動規制法において規定するところの特定施設に該当するか否かについて、確認が必要である。

規制基準の具体的な数値は、原則として都道府県知事が定める。しかし市町村が条例に基づき、都道府県の基準より厳しい基準を制定することが認められている（法第 4 条）ので、確認が必要である。

（5）教育・文化法上の許認可

a. 文化財保護法

1）指定文化財の保護

エネルギー施設の開発において文化財が問題になるのは、文化財保護法で指定された指定文化財が土地に結びついた有形物であり、それが事業の影響を受ける区域内に存在する場合である。指定文化財の種類と必要な法的手続は、表５．１－２に示すとおりである。

表５．１－２　エネルギー施設の開発に関係し得る指定文化財の現状変更手続き

文化財の大分類	指定文化財としての名称	具体例	現状変更等に必要な手続	対応条文
有形文化財	国宝、重要文化財	建築物等、土地に固定されたもの	文化庁長官の許可	第 43 条
	登録有形文化財	同上	文化庁長官へ届出	第 64 条
民俗文化財	重要有形民俗文化財	同上	文化庁長官へ届出	第 81 条
記念物	史跡、名勝、天然記念物	遺跡、名勝地、動植物（生息地等を含む）、地質鉱物等	文化庁長官の許可	第 125 条
	登録記念物	同上	文化庁長官へ届出	第 133 条
文化的景観	重要文化的景観	景観法に基づき都道府県または市町村が指定した景観計画区域又は景観地区内にある文化的景観で特に重要なもの	文化庁長官へ届出	第 139 条
伝統的建造物群	伝統的建造物群保存地区（市町村が指定）	条例に基づいて指定するもの	政令の定める基準に従い、市町村が条例で定める	第 143 条

エネルギー施設の建設のために指定文化財の現状変更等を行なうことは、一般に非常に困難であると考えられ、計画段階で回避することが最も合理的な対策である（特に、単一の物件として存在する建築物、遺跡、自然景観、大木等は、それ１個しか存在しないから、現状変更等は現実には不可能）。

動植物の種が天然記念物に指定されている場合、その個体を殺傷・損傷しなくても、繁殖・生育に影響を及ぼすことが現状変更等と解される。これを

避けるためには、環境影響評価の過程において十分な調査を行い、対象事業実施区域とその付近に指定された種の個体が生息しないことを確認する必要がある。万一指定された種の個体が生息していることが確認された場合、適切な影響低減策を実施することにより、事業の実施がその種の繁殖・生育に及ぼす影響は少ないことを対外的に説明し、事業の実施が現状変更等に該当しないとの判断を関係官庁から得ることが必要である。

2）埋蔵文化財の保護

文化財保護法で定義された「周知の埋蔵文化財包蔵地」でエネルギー施設の建設工事を施工する場合は、埋蔵文化財が発見される前から、届出が必要である。それ以外の地域で行なわれる工事の場合でも、埋蔵文化財が発見された場合は、工事を中断して、文化庁が行なう調査を受け入れなければならないことがある。

3）世界遺産条約

日本の場合、世界遺産条約指定物件を保護するための法規制の種類は特定されていない。自然遺産の場合、実態としては、国立公園特別保護地区（自然公園法）、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域（自然環境保全法）、森林生態系保護地域（林野庁長官通達）、天然記念物（文化財保護法）等のうち2種類以上の指定が重複して行なわれている。これらの法律等で、世界遺産条約指定地をそうでない地より厳しく保護することを条文で規定したものはない。しかし、世界遺産条約の社会的影響力を考慮すれば、同条約の指定地は、エネルギー施設といわず、開発事業の対象となり難い地域と認識すべきであると考えられる。

b. 古都における歴史的風土の保存に関する特別措置法

歴史的風土保存区域の中では、工作物の新築・改築・増築を始め、エネルギー施設の建設に通常必要となる行為の主要なものが、府県知事に届出をしなければ、してはならないこととされている（法第7条）。歴史的風土特別保存地区の中では、同様の行為が、府県知事の許可を受けなければしてはならないこととされている（法第8条）。以上から、神奈川県鎌倉市や京都府京都市等においてエネルギー施設の事業を計画する場合は、この法律による規制の状況を確認する必要がある。

c. 明日香村における歴史的風土の保存及び生活環境の整備等に関する特別措置法

明日香村においてエネルギー施設の事業を計画する場合は、この法律による規制の状況を確認する必要がある。

５．１．２　各種再生可能エネルギーに特に関係が深い法規制と許認可手続き

（１）風力発電

a. 航空法

再生可能エネルギー施設のうち風力発電所の風車と火力発電所の煙突･冷却塔等が関連すると考えられる。しかし、施設が空港の付近に立地する場合は、高さ60m 以上の構造物を予定していなくても、事前調査が必要である。

地表又は水面から 60m 以上の高さの物件の設置者は、国土交通省令で定めるところにより、当該物件に航空障害灯を設置しなければならない（法第 51 条)。昼間において航空機からの視認が困難であると認められる煙突、鉄塔その他の国土交通省令で定める物件で地表又は水面から 60m 以上の高さのものの設置者は、国土交通省令で定めるところにより、当該物件に昼間障害標識を設置しなければならない（法第 51 条の 2)。

法第 49 条の規制は、空港（法律用語では「飛行場」）の付近の土地にのみ適用されるが、法第 51 条と法第 51 条の 2 の規制は国内全域に適用される。

平成 26 年 1 月 17 日からは国際民間航空条約の勧告規定を基に風力発電施設に係る航空障害灯及び昼間障害標識の設置免除基準が緩和されている。

b. 電波法

風力発電所の風車と火力発電所の煙突･冷却塔等のエネルギー施設の構造物として地表から 31m を超える高さのものを計画する場合は、伝搬障害防止区域の確認が必要である。同区域の規制を受ける構造物については、新設時だけでなく改築や修繕を行なう場合にも、届出が必要である。

c. 建築基準法

風車の高さが 15m を超える場合、確認申請を提出し、構造計算および細目について審査を受ける必要があるので注意を要する。

d. 環境法関連

昨今、自然保護団体等により鳥類の構造物への衝突問題（バードストライク）が指摘されている[(2)]。鳥類の生態は未解明な部分が多いため、本問題についての風力発電機の関与は不明であるが、最近、事業中止に追い込まれる事例も出てきているため[(3)]、今後、風力発電に対する環境規制の動向を見守る必要がある。

（２）太陽光発電

a. 建築基準法

一般的に建築物の屋根に設置されることが多く、本体建物における建築基準法に基づく建築確認申請の中で審査されることになる。

また、建築物に付随しない単独の太陽光発電施設の場合は、架台を含めた工作物がその高さによっては、建築基準法第 88 条に定める準用工作物にあたることとなり、確認申請を提出する必要が生じるので、注意を要する。

（3）地熱発電

a. 温泉法

地熱発電所等の地熱エネルギー利用施設の原動力である熱水または水蒸気は、法第 2 条の規定に該当する。地熱エネルギー利用施設の調査のための調査井、エネルギー利用のための生産井は、法第 3 条の規定に該当する。従って、地熱エネルギー施設を新設する場合は、法第 3 条に基づき、都道府県知事の許可を受けなければならない。生産井は時間の経過に伴って機能が低下するので、ある期間をおいて繰り返し掘削しなければならない。従って、施設の運転を継続するためには法第 9 条の許可が必要となる。

還元井（調査還元井を含む）の掘削は、温泉を湧出させるための掘削ではないので、法第 3 条、第 9 条の規定に該当しない。しかし都道府県の指導により、許可申請を必要とする場合がある。

地熱エネルギーを利用しない再生可能エネルギー施設は、一般に温泉法の規制を受けない。しかし、温泉を湧出させる目的以外の目的で土地が掘削されたことにより温泉の湧出量、温度又は成分に著しい影響が及ぶ場合には、都道府県知事は、その土地を掘削した者に対してその影響を防止するために必要な措置を講ずべきことを命ずることができる（法第 12 条）。従って、再生可能エネルギー施設の建設に伴って温泉の付近で地下の掘削を行なう場合は、慎重な事前調査が必要である。

b. 鉱業法

一般的に発電所等のエネルギー施設を建設するために他人が鉱業権を設定している土地を取得する場合で、その鉱業権を制限することになる場合は、鉱業法に基づき適正な補償によって鉱業権者の同意を得なければならない。特に地熱エネルギー施設は、小規模なものでも大深度まで地下を掘削することとなるので、既存鉱業権の有無について事前の確認が必要であると考えられる。

c. 自然公園法

地熱発電のエネルギー源は火山活動のある地域に資源が偏在しているため、国立・国定公園の区域と重なる場合が多く、景観の保護や適切な利用の確保、生物多様性の保全の観点から、国立・国定公園の特別地域での開発が制限されている。一方、地熱発電は、再生可能エネルギーの中でもベースロード電源として期待されるため、自然公園法の許可の柔軟化に向けて、平成 28 年 6 月 に環境省から「国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて及び同通知の解説」[4] が発出されており、本解説は地熱資源の賦存状況や自然環境の特性等に応じて、国立・国定公園の風致景観及び自然環境との調和を検討する際の参考として活用されたい。

（4）水力発電

a. 河川法

河川法では、一級河川（直轄河川は国土交通大臣管理、指定区間については、

特定水利使用以外のものを都道府県知事が管理)、二級河川（都道府県知事管理）および準用河川（市町村長管理、二級河川に関する規定を準用）が適用河川となっている。法令によって指定された部分以外の上流端と下流端は河川法の適用を受けない普通河川と称され「国土交通省所管国有財産取扱規則」又は「地方公共団体条例」によって管理されている。

但し、普通河川に水力発電所を設置する場合には新たに河川指定を行う必要がある。

水力発電所の設置に際しては水利使用の許可を得ることが必要不可欠である。これは電気事業法以外の法令に基づく許認可の根幹をなすもので、一般に水利権と称されている。水利権とは、流水を特定の目的のために、排他的に独占的に、また継続的に占用する権利であり、河川の流水を支配の対象として成立する物権的性格を有する公法上の権利で、河川管理者の特許によって成立するものをいう。

水力発電に係る水利権の内容（標準水利使用規則）は、(a)目的、(b)取水口等の位置、(c)取水量及び使用水量、(d)落差、(e)貯水量の最高限度および水位の最高限度、(f)取水の方法、(g)責任放流量、(h)取水又は貯留等の条件、(i)存続期間からなっている。

水力発電所を設置するためには、河川法に基づく許可を得ることが不可欠である。水力発電所の設置に伴う主要な許可対象行為は、流水の占用と河川区域等の土地または区域の占用・現状変更に大別される。

①流水の占用（法第 23 条）

②土地または区域の占用・現状変更

河川法によって規制を受ける土地または区域には、以下のものがある。

①河川区域（法第 6 条）

②河川保全区域（法第 54 条）

③河川予定地（法第 56 条）

④河川立体区域（法第 58 条の 2）

⑤河川保全立体区域（法第 58 条の 3）

⑥河川予定立体区域（法第 58 条の 5）

これらの土地または区域において許可が必要となる占用・現状変更の行為は、以下のとおりである。

①河川区域内の土地の占用（法第 24 条）

②河川区域内の土石の採取（法第 25 条）

③河川区域内での工作物の新築等（法第 26 条）

④河川区域内の土地の掘削等（法第 27 条）

⑤河川保全区域内での各種行為（法第 55 条）

⑥河川予定地内での各種行為（法第 57 条）

⑦河川保全立体区域内での各種行為（法 58 条の 4）

⑧河川予定立体区域内での各種行為（法 58 条の 6）

以上の許可は、水力発電所の規模に関係なく必要である。許可手続きの詳細は、

NEF 水力本部編（2002）中小水力発電ガイドブックに記載されている。

水力発電所以外の再生可能エネルギー施設でも、河川の流水の占用、河川法の規制を受ける土地または区域の占用・現状変更を伴う場合は、河川法の許可を受けなければならない。具体的には、熱媒体としての水を河川から取水する施設（温度差エネルギー等）、何らかの理由で河川法の規制を受ける土地に立地する施設等がこれに該当すると考えられる。

b. 砂防法

国土交通大臣が指定した砂防設備を要する土地又は治水上砂防のため一定の行為を禁止若しくは制限すべき土地を一般に砂防指定地といい、砂防指定地においては、都道府県知事または国土交通大臣によって、一定の行為が禁止若しくは制限される。

禁止若しくは制限される行為のうち、主なものは次のとおりである。

①工作物の新築、改築、移転、除却
②土地の掘削、盛土、切土その他土地の形状の変更
③土石、砂礫、鉱物の採取、集積、投棄
④立木竹の伐採
⑤樹根、芝草、埋もれ木の採取

発電所等のエネルギー施設を建設するためには、一般にこれらの行為が不可避であるので、施設の立地場所が砂防指定地に含まれている場合は、都道府県知事または国土交通大臣の許可を得なければならない。砂防指定地は、河川の河道から背後の稜線まで全面的に指定されている場合が多いので、河川から離れて立地する施設であっても、砂防法の許可が必要となる可能性がある。

c. 水産資源保護法

水産資源保護法の中でエネルギー施設の事業を規制する規定は、「保護水面」内における工事の制限に関係する部分である。

保護水面とは、水産動物が産卵し、稚魚が成育し、又は水産動植物の種苗が発生するのに適している水面であって、その保護培養のために必要な措置を構ずるべき水面として都道府県知事又は農林水産大臣が指定する区域をいう（法第 14 条）。

発電所等のエネルギー施設を建設するために保護水面内で埋立、浚渫等の工事を行なう場合は、事実上全て、都道府県知事又は農林水産大臣の許可が必要となる。保護水面に関する工事の許可を得ることは、一般に困難であるとされている[3]。

d. 漁業法

発電所等のエネルギー施設を建設するために河川または海の区域の水環境に影響を及ぼす場合は、その区域に設定された漁業権を制限しまたは消滅させることになるので、適正な補償によって漁業権者の同意を得なければならない。

（5）バイオマス発電、廃棄物発電

a. 大気汚染防止法

大気汚染防止法施行令（政令）は 32 種の工場設備をばい煙発生施設に指定しており、その中には「ボイラー」「廃棄物焼却炉」等が含まれる。一般粉じん発生施設としては、「鉱物または土石の堆積場」「破砕機及び磨砕機」等が指定されている（特定粉じん発生施設としては、石綿を含有する製品の製造の用に供する施設のみが指定されている）。従って、廃棄物発電、バイオマス発電等、火力発電の一種である再生可能エネルギー施設は、ばい煙発生施設に該当し、関連する法規制の対象となる。また一般に、再生可能エネルギー施設の事業計画策定に際しては、施設または工事用仮設備がばい煙発生施設または一般粉じん発生施設に該当するか否かについて、確認が必要である。

b. 消防法

エネルギー施設の事業については、「危険物」、「指定可燃物」に関する規定が非常に関連深い。

危険物とは、法別表第 1 に定める物質で、以下の 6 類に分類される。

第 1 類：酸化性個体（塩素酸塩類等 11 品名）
第 2 類：可燃性固体（硫化リン等 9 品名）
第 3 類：自然発火性物質及び禁水性物質（カリウム等 12 品名）
第 4 類：引火性液体（特殊引火物、第 1 石油類、アルコール類、第 2 石油類、第 3 石油類、第 4 石油類、動植物油類）
第 5 類：自己反応性物質（有機過酸化物等 11 品名）
第 6 類：酸化性液体（過塩素酸等 5 品名）

指定可燃物とは、以下の要件に該当する物質である（法第 9 条の 4）。

① 政令で定める数量（「指定数量」）未満の危険物
② わら製品、木毛その他の物品で、火災が発生した場合にその拡大が速やかであり、又は消火の活動が著しく困難となるものとして政令で定めるもの

② の要件は、表５．１－３に記載した品名・数量に該当することである（危険物の規制に関する政令別表第 4）。

表５．１－３　危険物以外の指定可燃物

品名	数量
綿花類	200kg 以上
木毛及びかんなくず	400kg 以上
ぼろ及び紙くず	1,000kg 以上
糸類	1,000kg 以上
わら類	1,000kg 以上
可燃性固体類	3,000kg 以上
石炭・木炭類	10,000kg 以上
可燃性液体類	2m^3 以上
木材加工品及び木くず	10m^3 以上
合成樹脂類（発泡させたもの）	20m^3 以上
〃　　（その他のもの）	3,000kg 以上

以上のように、化石・非化石を問わず、炭素化合物である固体・液体の燃料は全て、その前段階であるバイオマスは大部分が、危険物または指定可燃物に該当する。RDF は、2004 年 7 月に指定可燃物に指定された[5]。

従って、バイオマスまたは廃棄物を燃料とする再生可能エネルギー発電所、その燃料の製造施設は、危険物と指定可燃物に関する消防法の規制の対象となる。主な規制は次のとおりである。

1) 指定数量以上の危険物は、貯蔵所以外で貯蔵してはならず、製造所、貯蔵所、取扱所以外で取り扱ってはならない（法第 10 条)。製造所、貯蔵所、取扱所の位置、構造及び設備の技術上の基準は、政令で規定される。

2) 製造所、貯蔵所、取扱所を設置しようとする者は、政令で定めるところにより、市町村長、都道府県知事または総務大臣の許可を受けなければならない（法第 11 条第 1 項)。製造所、貯蔵所、取扱所の位置、構造若しくは設備を変更したときは、市町村長の検査を受けなければならない（法第 11 条第 5 項)。

3) 製造所、貯蔵所、取扱所で貯蔵し、又は取り扱う危険物の品名、数量等を変更しようとする者は、市町村長に届出をしなければならない（法第 11 条第 4 項)。

4) 指定可燃物その他指定可燃物に類する物品の貯蔵及び取扱いの技術上の基準は、市町村条例で定める。指定可燃物その他指定可燃物に類する物品を貯蔵し、又は取り扱う場所の位置、構造及び設備の技術上の基準は、市町村条例で定める（法第 9 条の 4)。

c. 悪臭防止法

バイオマス等､悪臭を発生させる可能性がある物質を伴うエネルギー施設の事業計画策定に際しては、悪臭防止法に基づく悪臭の規制について、確認が必要である。

悪臭防止法に基づく悪臭の規制は､発生源が指定地域内に存在することが前提となっており､近傍に人家が存在しない山間部に立地する施設やその建設工事には適用されないと考えられる。指定地域内においては、事業場を設置することに対する事前の規制がない一方で、全ての事業活動が規制対象となる。

d. 廃棄物の処理及び清掃に関する法律

廃棄物発電およびバイオマス発電の事業を行なうために必要となる､廃棄物処理法に基づく許可は、一般に表５．１－４に示すようになると考えられる。

表５．１－４　廃棄物処理法に基づく廃棄物発電およびバイオマス発電の許可

事業実施に係る行為	必要な許可		
	廃棄物発電		バイオマス発電
	廃棄物の直接燃焼	RDF 発電	
施設の設置	一般廃棄物処理施設の設置　または 産業廃棄物処理施設の設置	一般廃棄物処理施設の設置　または 産業廃棄物処理施設の設置	なし
燃料の製造	一般廃棄物処理業 または 産業廃棄物処理業（収集運搬）	一般廃棄物処理業 または 産業廃棄物処理業（再生）	一般廃棄物処理業 または 産業廃棄物処理業（再生）（廃棄物であるバイオマスを使用する場合）
焼却灰、発酵残渣等の処理	産業廃棄物処理施設の設置（自ら処理する場合） または産業廃棄物処理業者への委託	同左	同左

廃棄物処理法は、廃棄物処理施設の設置の許可手続きの一環として、「生活環境影響評価」を行なわなければならないことを規定している。生活環境影響評価については、５．２を参照のこと。

e. 建築基準法

サイロあるいはごみ焼却場等の工作物で確認申請が必要となると思われる。

参考文献

５．１　再生可能エネルギー利用発電所の許認可手続き

(1) 再生可能エネルギー事業支援ガイドブック（平成 28 年度版）
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/data/guidebook_h28.pdf

(2)（財）日本野鳥の会．風力発電施設の設置基準についての（財）日本野鳥の会の基本的な意見．2003 年 12 月 9 日

(3) 読売新聞　朝刊３０面．風力発電は自然破壊？御嶽山の事業自治体反対で事実上中止に．2005 年 10 月 30 日

(4) 環境省自然環境局国立公園課長通知「国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて（平成 27 年 10 月 2 日 環境省自然環境局長通知）及び 同通知の解説」、平成 28 年 6 月 23 日
http://www.env.go.jp/nature/geothermal_np/mat02.pdf

(5) 鍵谷司ほか．高度化する廃棄物発電．座談会．見直される RDF 発電．エネルギー．第 38 巻 5 号:64-70．2005

５．２　再生可能エネルギー利用発電所の環境アセスメント

５．２．１　環境アセスメントを要求する法制度の概要

（１）日本における環境影響評価制度の現況

環境影響評価（環境アセスメント）とは、「事業者が、対象事業が環境に与える影響について自ら調査、予測、評価を行い、その結果に基づき環境保全措置を検討する事により、その事業計画を環境保全上より望ましいものとしていく仕組み」である。

環境影響評価法および環境影響評価条例に基づく環境影響評価は、以下のような条件に該当する事業に対して義務づけられる。

a. 規模が大きく、環境に及ぼす影響が大きくなるおそれがあること。

b. その実施が、各特別法の規定に基づき、免許、特許、許可、認可若しくは承認又は届出の対象となっていること。

すなわち、環境影響評価は、その事業を規制する特別法に基づく許認可を得るための、前段階の手続きである。たとえば水力発電所の事業の場合は、図５．２－１のようになっている。

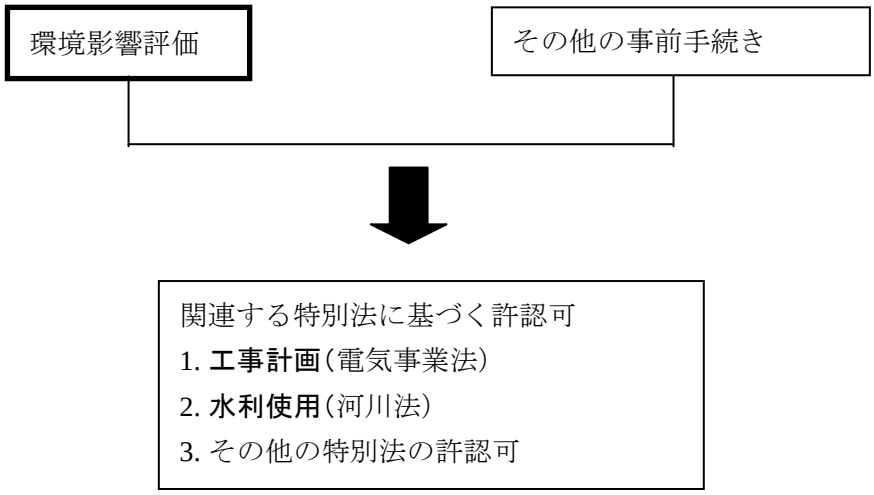


図５．２－１ 環境影響評価と特別法の許認可の関係

都道府県、政令指定都市の環境影響評価条例が対象とする事業は、多くの場合、環境影響評価法のそれと同種で、より規模の小さい事業となっている。一例として表５．２－１に、環境影響評価法と都道府県環境影響評価条例に基づく、環境影響評価の対象となる水力発電所と風力発電所の規模の差異を示す。

表５．２－１　環境影響評価が必要（スクリーニング対象）となる発電所の規模 (1) (2)

発電所種別	環境影響評価法	都道府県環境影響評価条例
水力発電所	第１種事業：30MW 以上 第２種事業：22.5MW 以上	全ての規模の水力発電所がスクリーニング対象。（神奈川県、三重県）
		各自治体により異なるが、2MW～30MW の範囲でスクリーニング対象となる規模要件が設定されている。（その他 36 都道府県）
		「水力発電所の設置又は変更の事業」が条例の対象外。（9 県）
風力発電所	第１種事業：10MW 以上 第２種事業：7.5MW 以上	○第１区分事業:出力 10MW 以上又は風車の台数 15 台以上 ○第２区分事業:出力 7MW 以上 10MW 未満又は風車の台数 10 台以上 14 台以下（福島県）
		総出力 10MW 以上（長野県）
		総出力 1.5MW 以上（滋賀県）
		○県下一律：総出力 1.500MW 以上、 ○自然公園等特別地域：総出力 0.5MW 以上（兵庫県）
		総出力 1.5MW 以上（岡山県）
		総出力 15MW 以上 又は 風車 10 台以上（長崎県）
		条例の対象外（その他 41 都道府県）

一般に、環境影響評価法または環境影響評価条例に基づく環境影響評価が終了すれば、事業者は各特別法に基づく許認可手続きに進むことができる。しかし、公有水面埋立法、廃棄物の処理及び清掃に関する法律等の一部の特別法については、許認可手続きの一環として環境影響評価が義務付けられている。そのような特別法として、以下のものがある。

a. 公有水面埋立法に基づく環境影響評価（通称「埋立申請アセス」）
b. 廃棄物処理法に基づく生活環境影響調査（通称「生活環境アセス」）
c. 自然公園法に基づく環境影響評価（通称「自然公園アセス」）
d. 国有林野内の開発に伴う環境影響評価（通称「国有林野アセス」）

すなわち、これらの特別法の許認可を要する事業に対しては、環境影響評価法・条例に基づく環境影響評価に加えて、その特別法に基づく環境影響評価制度が並立し、一つの事業に対して複数の環境影響評価が義務づけられる状況となっている。

さらに、企業の社会的責任が重視されるようになった昨今、ある程度の規模の開発を行う場合は、たとえそれが全ての法律・条例に照らして環境影響評価の対象にならない場合でも、事業者が自主的に環境影響評価を行い、説明責任を果たすことが通例となっている。

（2）環境影響評価法

a. 制度適用の対象

発電所の事業のうち、環境影響評価法に基づく環境影響評価の対象となるものは、表５．２－２に示すとおりである（環境影響評価法施行令別表第 1)。第 1 種事業は、無条件で環境影響評価法に基づく環境影響評価の対象となる。第 2 種事業は、知事意見を勘案して、環境影響評価手続きを実施すべきか否かを、経済産業大臣が個別に判定（スクリーニング）する。

表５．２－２　法アセスの対象となる発電所の事業

発電所事業の種類	第 1 種事業の要件	第 2 種事業の要件
水力発電所の設置	イ．出力 30MW 以上	出力 22.5MW 以上 30MW 未満で、左列ロ．に該当しないもの
	ロ．出力 22.5MW 以上 30MW 未満で、発電所事業者自身による大規模ダム新築等を伴うもの	（なし）
水力発電所の変更	ハ．出力 30MW 以上の発電設備の新設を伴うもの	出力 22.5MW 以上 30MW 未満の発電設備の新設を伴い、左列ニ．に該当しないもの
	ニ．出力 22.5MW 以上 30MW 未満の発電設備の新設を伴い、かつ発電所事業者自身による大規模ダム新築等を伴うもの	（なし）
ダム・堰・湖沼施設	湛水面積 100ha 以上	湛水面積 75～100ha
火力発電所の設置	ホ．出力 150MW 以上	出力 112.5MW 以上 150MW 未満
火力発電所の変更	ヘ．出力 150MW 以上の発電設備の新設を伴うもの	出力 112.5MW 以上 150MW 未満の発電設備の新設を伴うもの
地熱発電所の設置	ト．出力 10MW 以上	出力 7.5MW 以上 10MW 未満
地熱発電所の変更	チ．出力 10MW 以上の発電設備の新設を伴うもの	出力 7.5MW 以上 10MW 未満の発電設備の新設を伴うもの
原子力発電所の設置	リ．全て	（なし）
原子力発電所の変更	ヌ．発電設備の新設を伴うもの全て	（なし）
風力発電所の設置	ル．出力 10MW 以上	出力 7.5MW 以上 10MW 未満
風力発電所の変更	ヲ．出力 10MW 以上	出力 7.5MW 以上 10MW 未満

水力発電所の設置または変更の事業が、発電所事業者以外の者による大規模ダム新築等を伴う場合、当該大規模ダム新築等に係る部分は、発電所の環境影響評価の対象から除外される（環境影響評価法施行令別表第 1)。

発電所の設置の事業に公有水面埋立が含まれる場合、埋立も含めて環境影響評価法の環境影響評価の対象となる。ただし、その埋立が埋立単独で環境影響評価法に基づく環境影響評価の対象となる場合には、環境影響評価法に基づく発電所の環境影響評価から、その埋立に係る部分が除外される（環境影響評価法施行令第 1 条、同第 6 条)。これらの場合、ダム・埋立はダム・埋立の事業として、別途法アセスの対象となる。

b. 環境影響評価の内容と手順

環境影響評価法に基づく環境影響評価は、①配慮書、②第 2 種事業のスクリーニング、③環境影響評価方法書、④環境影響評価、⑤環境影響評価準備書、⑥環境影響評価書、の 6 段階から構成される（図５．２－２～図５．２－３)。

①配慮書

第 1 種事業を実施しようとする者は、計画段階配慮事項についての検討を行った結果について、計画段階環境配慮書を作成しなければならない（法第 3 条の 3)。

配慮書とは、事業への早期段階における環境配慮を可能にするため、第 1 種事業を実施しようとする者が、事業の位置・規模等の検討段階において、環境保全のために適正な配慮をしなければならない事項について検討を行わなければならない。

配慮書の作成の際には、事業の位置、規模等に関する複数案の検討を行うとともに、対象事業の実施が想定される地域の生活環境、自然環境などに与える影響について、地域の環境を良く知っている住民をはじめとする一般の方々、専門家、地方公共団体などの意見を取り入れるよう努めることとされている。

事業者は、作成した配慮書の内容を方法書以降の手続に反映させることとなっている。また、第 2 種事業を実施しようとする者は、これら一連の手続を任意で実施できる。

②第 2 種事業のスクリーニング

原子力発電所は全て第一種事業であるが、水力、火力、地熱、風力発電所は、その規模によっては第二種事業に該当する。第二種事業をしようとする者は、主務大臣等に届出を行い、環境影響評価法に基づく環境影響評価の対象とするか否かのスクリーニングを受けなければならない（法第 4 条)。発電所事業の場合、この届出書には、経済産業省令で定める簡易な方法により環境影響評価を行なった結果を記載しなければならない（電気事業法第 46 条の 3)。この手続きを「簡易な方法による環境影響評価」という。「簡易な方法による環境影響評価」の評価項目は、電気事業法施行規則（第 61 条の 2）によって規定される。

③環境影響評価方法書

事業者は、対象事業に係る環境影響評価を行なう方法（調査、予測及び評価に係るもの）について、環境影響評価方法書を作成しなければならない（法第 5 条）。方法書の内容は、国民の意見と都道府県知事の意見を踏まえ、主務大臣（発電所の場合は経済産業大臣）の審査を経て確定する。

④環境影響評価

事業者は、環境影響評価方法書に記載された評価項目、調査・予測・評価手法に基づき、環境影響評価を行なわなければならない（法第 12 条）。

⑤環境影響評価準備書

事業者は、環境影響評価を行なった後、その結果について環境の保全の見地からの意見を聴くための準備として、環境影響評価準備書を作成しなければならない（法第 14 条）。環境影響評価準備書には、環境影響評価の結果を評価項目ごとにとりまとめた内容と、事業者が取ろうとする環境の保全のための措置等が記載される。環境影響評価準備書の内容は、国民の意見と都道府県知事の意見を踏まえ、主務大臣の審査（発電所の場合、経済産業大臣は、審査に際して環境大臣の意見を聴く）を経て確定する。

⑥環境影響評価書

事業者は、環境影響評価準備書に対する都道府県知事の意見等を踏まえ、準備書の内容を検討し、必要な修正を行い、環境影響評価書を作成しなければならない（法第 21 条）。環境影響評価書の内容は、都道府県知事、市町村長、環境大臣の意見を踏まえ、主務大臣の審査を経て確定する。内容が確定した評価書は、公告縦覧に供され、それを以って環境影響評価の手続きが完了する。

⑦電気事業法の許認可

発電所の事業の場合は、環境影響評価手続きの完了によって、事業者は工事計画認可（届出）の手続きに進むことができる。事業者が、環境影響評価書に記載された環境保全対策を実行することは、工事計画の内容が環境影響評価書の記載に合致していることを審査することによって担保される。

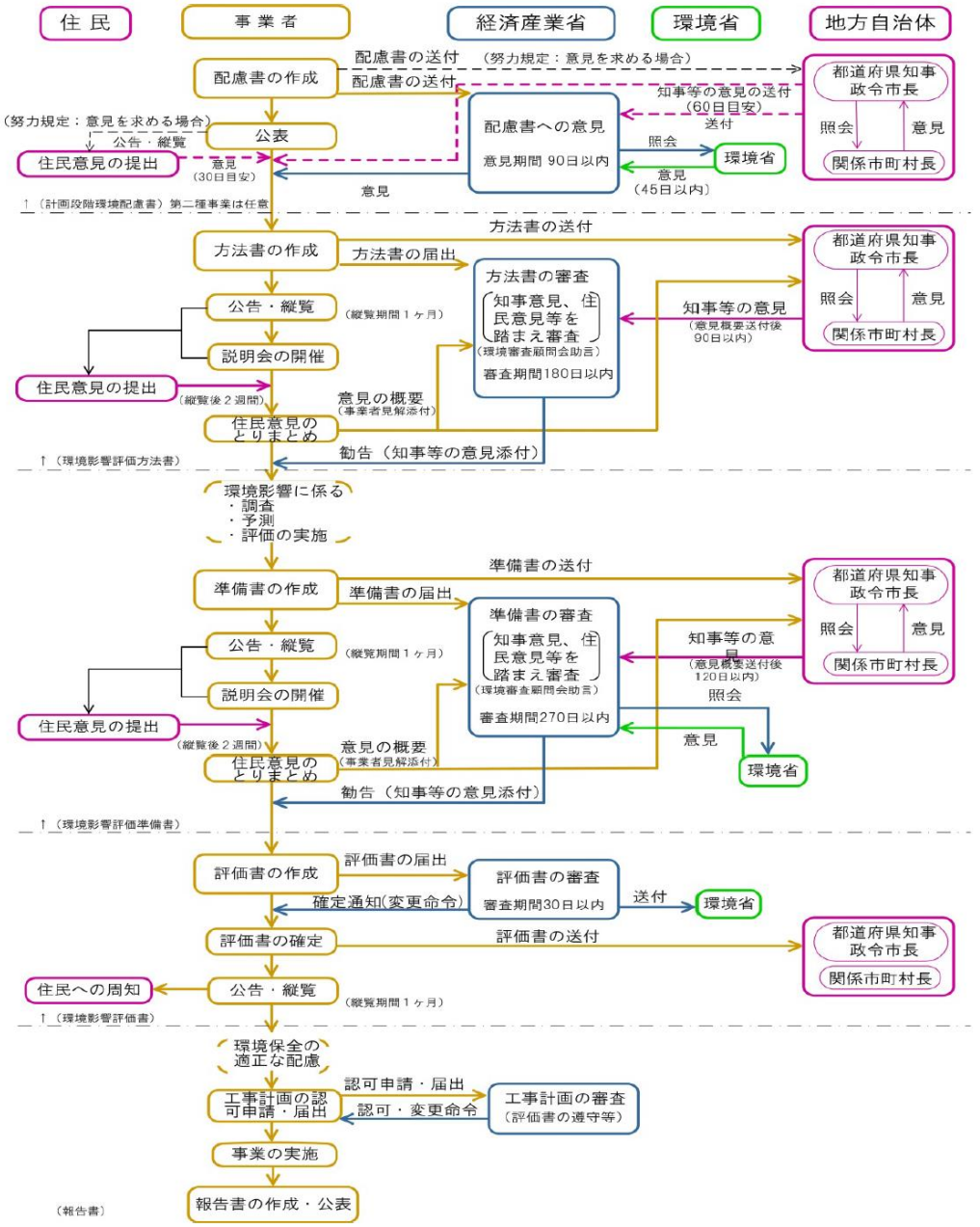


図５．２－２　環境影響評価法に基づく発電所の環境影響評価の手順（第１種事業）[3]

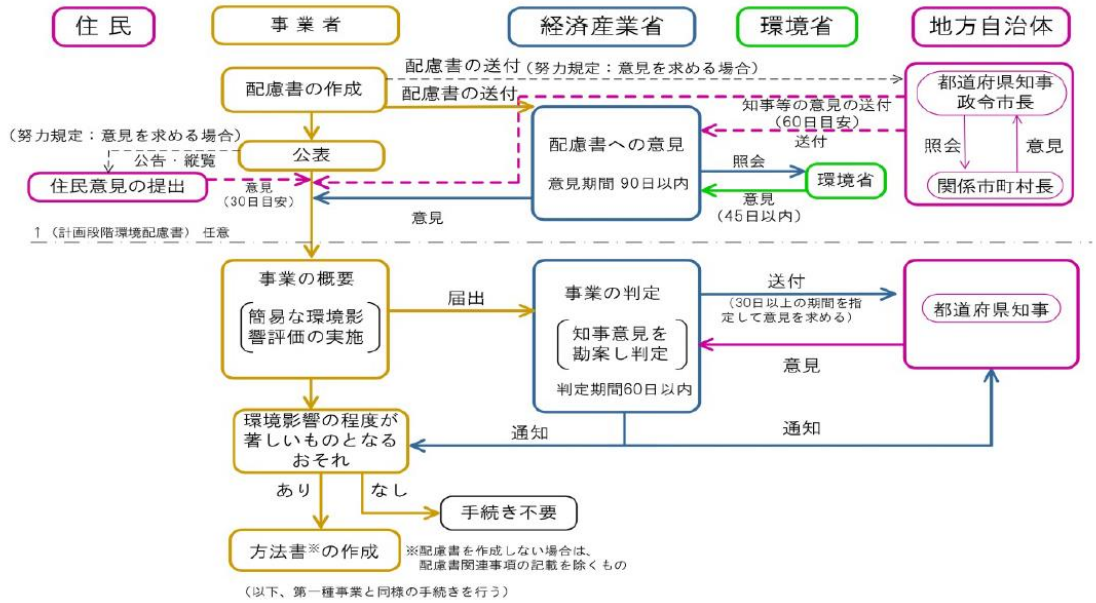


図５．２－３　環境影響評価法に基づく発電所の環境影響評価の手順（第２種事業）(3)

（３）公有水面埋立法（埋立申請アセス）

a. 制度適用の対象

発電所を建設する土地を公有水面の埋立によって確保する場合は、環境影響評価法（条例）に基づく環境影響評価とは別に、埋立に係る環境影響評価も実施しなければならない。

b. 環境影響評価の内容と手順

①内容

埋立免許を取得するために免許権者に提出する願書には、添付図書の一つとして、「環境保全に関し講じる措置を記載した図書」を添付しなければならない（施行規則第３条第８号)。この図書（通称「埋申環境保全図書」）には、単に出願人が最終的に講じることとした環境保全措置だけでなく、その内容を決定する前提となった環境影響評価そのものも記載しなければならない。

埋立に関する環境影響評価とは、埋立にあたって出願人が当該埋立に係る1)埋立に関する工事、2)埋立地の存在、3)埋立地の用途に従った利用、の３項目について、公害の防止及び自然環境の保全に及ぼす影響の程度と範囲、その防止対策について、代替案の比較も含め、評価することである。埋立地そのものだけでなく、その上に建設される施設も対象とされる点が、環境影響評価法（条例）に基づく環境影響評価との重要な相違点である。

埋申環境保全図書の記載内容は法に規定されていなく、日本港湾協会の「公有水面埋立実務便覧」に従うことが慣習となっている。

②手順

免許権者は、埋申環境保全図書を含む願書を審査し、免許を行うか否かを決定する。この際免許権者は、1)一般公衆への告示・縦覧、2)利害関係者からの意見の聴取、3)関係市町村長の意見聴取、4)関係行政機関の意見聴取を行わなければならない。

埋立の内容が公有水面埋立法施行令第 32 条の規定に該当する場合（特定重要港湾での埋立、面積 50ha を超える埋立等）は、免許権者は、国土交通大臣の認可を得なければ免許を行うことができない。国土交通大臣は、この認可を行うために、環境大臣の意見を聴かなければならない。

（4）自然公園法 [自然公園アセス]

自然公園法第 20 条（特別地域）、第 21 条（特別保護地区）、第 22 条（海域公園地区）の各第 3 項は、それぞれの区域内において制限される行為を規定する。発電所構造物の新設や、それに伴う環境の改変行為のほとんどは、それらの行為に該当する。

自然公園法第 20、21、22 条で制限される行為を行うためには、環境大臣（国立公園）または都道府県知事（国定公園）の許可を得なければならない。この許可を求めるための申請書の記載事項は、自然公園法施行規則第 10 条（特別地域、特別保護地区及び海中公園地区内の行為の許可申請書）に規定されている。

自然公園法施行規則第 10 条において、申請に係る行為が大規模である場合に、通常の許可申請書の内容に加えて、「記載した書類を添えなければならない」事項を規定している。これらの事項を確認するために行われる調査と予測・評価を、「事前の総合調査」、「自然公園アセス」等と通称している。

なお、自然公園法施行規則第 10 条では、申請に係る行為が大規模であることの定義を規定している。また、自然公園法第 20、21、22 条の各第 4 項は、上記の行為が、環境省令で定める基準に合致しないものであれば、許可されないことを規定している。その「基準」は、自然公園法施行規則第 11 条（特別地域、特別保護地区及び海域公園地区内の行為の許可基準）に規定されている。

自然公園法施行規則第 11 条の規定を補完するため、「自然公園法の行為の許可基準の細部解釈及び運用方法について」（2000 年 8 月 7 日、各都道府県知事あて環境庁自然保護局長通知）が通知されている。

（5）廃棄物の処理及び清掃に関する法律（生活環境アセス）

a. 制度適用の対象

生活環境影響調査は、許可を要する全ての廃棄物処理施設について実施が義務づけられる。発電所の設置の事業が、廃棄物処理施設の設置でもあるとみなされる場合は、環境影響評価法（条例）に基づく環境影響評価とは別に、生活環境影響調査も実施しなければならない。具体的には、次の 2 通りの場合がこれに該当する。

① 廃棄物発電所：一般廃棄物または産業廃棄物の「焼却施設」（処理施設の 1 種）として、法第 8 条第 1 項または第 15 条第 1 項が定める要件に該当する（施行令第 5 条または第 7 条）。

② 火力発電所の灰捨場：発電所の燃料の燃焼によって灰が発生する場合、それは産業廃棄物に該当する（施行令第 2 条）。灰捨場は、その灰の「埋立処分の用に供される場所」であるから、産業廃棄物の「最終処分場」（処理施設の 1 種）として、法第 15 条第 1 項が定める要件に該当する（施行令第 7 条）。

b. 環境影響評価の内容と手順

生活環境影響調査の手順と調査事項は、それぞれ図５．２－４と表５．２－３に示すとおりである。

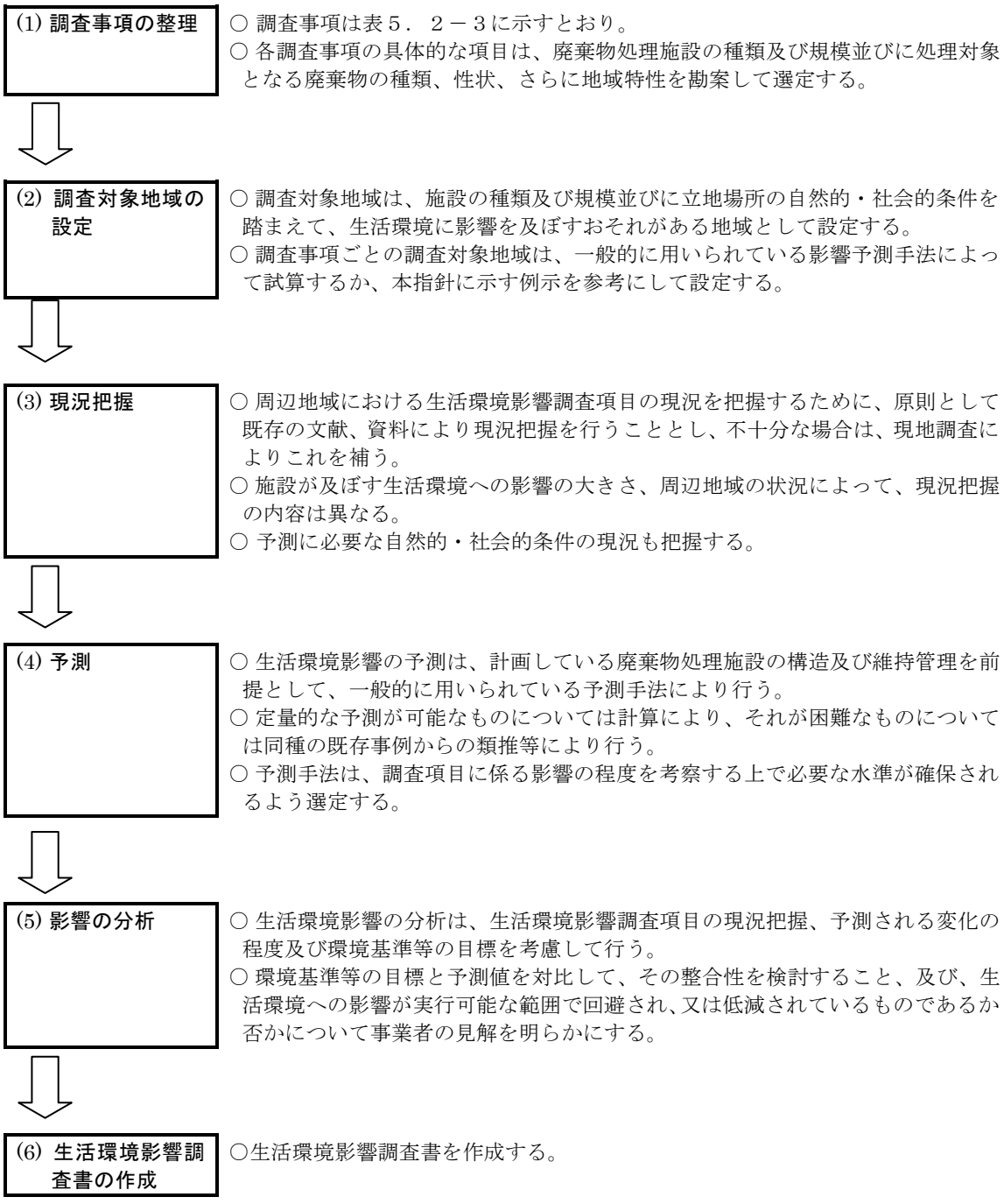


図５．２－４　生活環境影響調査の手順 (4)

表５．２－３　生活環境影響調査の調査事項 (5)

（１）焼却施設の生活環境影響調査

調査事項		生活環境影響要因 ／ 生活環境影響調査項目	煙突排ガスの排出	施設排水の排出	施設の稼働	施設からの悪臭の漏洩	廃棄物運搬車両の走行
大気環境	大気質	二酸化硫黄（SO_2）	○				
		二酸化窒素（NO_2）	○				○
		浮遊粒子状物質（SPM）	○				○
		塩化水素（HCl）	○				
		ダイオキシン類	○				
		その他必要な項目　注）	○				
	騒音	騒音レベル			○		○
	振動	振動レベル			○		○
	悪臭	特定悪臭物質濃度 または臭気指数（臭気濃度）	○			○	
水環境	水質	生物化学的酸素要求量(BOD) または化学的酸素要求量(COD)		○			
		浮遊物質量（SS）		○			
		ダイオキシン類		○			
		その他必要な項目　注）		○			

注）その他必要な項目とは、処理される廃棄物の種類、性状及び立地特性等を考慮して、影響が予測される項目である。
たとえば、大気質については、煙突排ガスによる重金属類などがあげられ、また、水質については全窒素（T－N）、全リン（T－P）（T－N、T－Pを含む排水を、それらの排水基準が適用される水域に放流する場合）などがあげられる。

（２）最終処分場の生活環境影響調査

管理型：○　　安定型：◎　　遮断型：●

調査事項		生活環境影響要因 ／ 生活環境影響調査項目	施設からの浸透水の流出、または浸出液処理設備からの処理水の放流		最終処分場の存在		施設（浸出液処理設備）の稼働	埋立作業	施設（埋立地）からの悪臭の発生	廃棄物運搬車両の走行
			陸上埋立	水面埋立	陸上埋立	水面埋立[注1]				
大気環境	大気質	粉じん						○◎		
		二酸化窒素（NO_2）								○◎●
		浮遊粒子状物質（SPM）								○◎●
	騒音	騒音レベル					○	○◎●		○◎●
	振動	振動レベル					○	○◎●		○◎●
	悪臭	特定悪臭物質濃度 または臭気指数（臭気濃度）							○●	
水環境	水質	生物化学的酸素要求量（BOD）	○ ◎[注2]							
		化学的酸素要求量（COD）[注3]	○ ◎[注2]	○		○				
		全りん（T-P） 全窒素（T-N）[注4]	○	○		○				
		ダイオキシン類	○	○						
		浮遊物質量（SS）	○ ◎[注2]	○						
		その他必要な項目[注5]	○	○						
	地下水	地下水の流れ			○◎ ●					

注１）　水面埋立の処分場においては、処分場の存在そのものが潮流の変化に影響を及ぼす恐れがある場合であって、その影響を考慮する時には、化学的酸素要求量（COD）、全りん（T-P）及び全窒素（T-N）を調査項目として取り上げる。
注２）　安定型最終処分場については、浸透水が表流水系に放流される場合に限る。
注３）　化学的酸素要求量（COD）を含む浸出液処理水を、後述する調査対象地域の水域に放流する場合、又はCODを含む浸透水が後述する調査対象地域の水域に放流される場合には、CODを調査項目として取り上げる。
注４）　全りん（T-P）及び全窒素（T-N）を含む浸出液処理水を、後述する調査対象地域の水域に放流し、かつ当該水域に環境基準もしくは排水規制が実施されている場合には、全りん（T-P）及び全窒素（T-N）を調査項目として取り上げる。
注５）　その他必要な項目とは、処理される廃棄物の種類、性状及び立地特性を考慮して、影響が予測される項目である。水道水質基準項目及び環境基準の健康項目があげられる。

c．環境影響評価後の許可手続き

都道府県知事は、生活環境影響調査の結果を含む廃棄物処理施設の設置許可申請書を審査し、許可を与えるか否かを決定する。この審査の際に知事は、関係市町村長等の意見を聴かなければならない。知事は許可に条件を付することができ、許可後であっても当該廃棄物処理施設の維持管理等の状況を調査し、必要に応じて改善命令、許可の取消し等の処分を行うことができる。これらの許可手続きの概要を、表５．２－４と図５．２－５に示す。

表５．２－４　廃棄物処理施設の設置許可手続き

許可手続き	廃棄物処理法の関連条文	
	一般廃棄物処理施設	産業廃棄物処理施設
申請書（生活環境影響調査書を含む）の告示、公衆への縦覧	第８条第４項	第 15 条第４項
関係市町村長の意見聴取	第８条第５項	第 15 条第５項
利害関係住民の意見聴取	第８条第６項	第 15 条第６項
申請内容の審査	第８条の２第１項	第 15 条の２第１項
①技術上の基準（環境省令）への適合	同項第１号	同項第１号
②周辺地域の生活環境への配慮	同項第２号	同項第２号
③申請者の計画遂行能力	同項第３号	同項第３号
④申請者の適格性	同項第４号	同項第４号
専門的知識を有する者の意見聴取	第８条の２第３項	第 15 条の２第３項
生活環境の保全上必要な条件（付すことができる）	第８条の２第４項	第 15 条の２第４項
使用前検査（申請書に記載された計画に適合していることを確認）	第８条の２第５項	第 15 条の２第５項
設置後の維持管理状況の記録及び閲覧	第８条の４	第 15 条の２の３
環境省令で定める条件に該当する最終処分場の維持管理積立金の積立	第８条の５	第 15 条の２の３
廃棄物処理施設の構造・維持管理が技術上の基準、申請書に記載された計画等に反する場合の処分	第９条の２(改善命令等) 第９条の２の２(許可取消し)	第 15 条の２の７(改善命令等) 第 15 条の３(許可取消し)
最終処分場の廃止の際の、都道府県知事の確認	第９条第５項	第 15 条の２の５

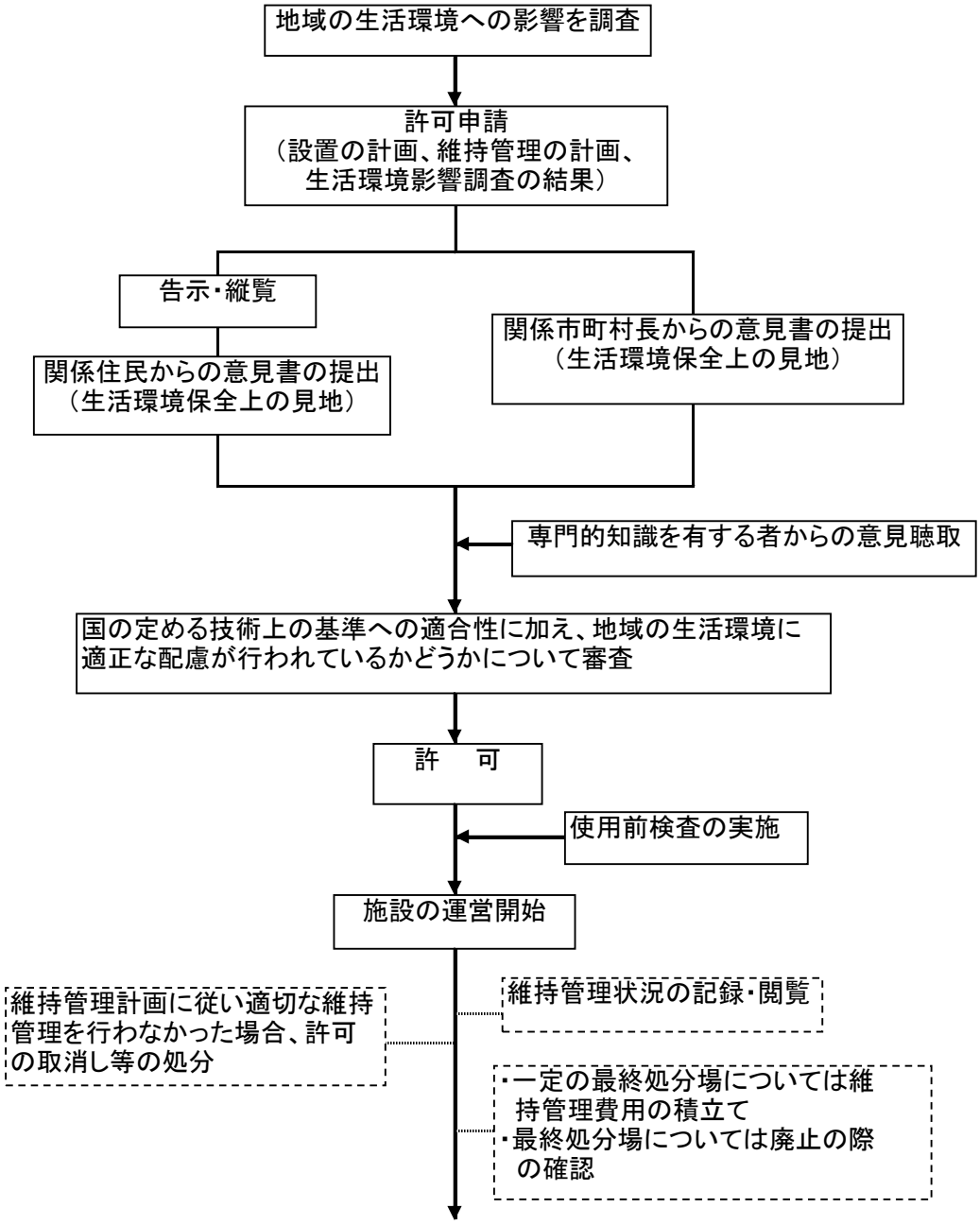


図５．２－５　廃棄物処理施設の設置許可手続きフロー
（廃棄物処理施設生活環境影響調査指針 1）

（６）国有林野における大規模開発事業に係る森林施業等への影響調査（国有林野アセス）

林野庁の各森林管理局（旧営林局）は、国有林野における大規模開発行為の計画に際し、事業者に、森林施業、自然環境の保全等への影響について調査、予測及び評価並びに、これら影響に対する必要な措置の検討を義務付けている。これが、「国有林野アセス」と通称される制度であるが、1999 年に環境影響評価法が全面施行され、各都道府県においても環境影響評価条例が制定（または環境影響評価法にならって全面改正）されたため、国有林野アセス制度の必要性は少なくなった。このため各森林管理局は、国有林野アセス制度を定めた通達を廃止しつつあり、近い将来国有林野アセス制度はなくなると予想される。

５．２．２　各種再生可能エネルギーの環境影響評価項目と予測評価手法

（１）環境影響評価法・条例に基づく評価項目

a. 参考項目と選定項目

第 1 種事業および、スクリーニングで環境影響評価が必要と判定された第 2 種事業の事業者は、環境影響評価法に基づく環境影響評価を行なう。この際の評価項目の選定方法は、「発電所の設置又は変更の工事の事業に係る環境影響評価の項目並びに当該項目に係る調査、予測及び評価を合理的に行なうための手法を選定するための指針、環境の保全のための措置に関する指針等を定める省令」（通称「発電所アセス省令」）によって規定される。

参考項目は、発電所アセス省令の別表第一（水力発電所）、別表第二（火力発電所）、別表第四（地熱発電所）、別表第五（風力発電所）に規定されている。

個別の発電所事業の環境影響評価の評価項目は、選定項目である。選定項目は、必ずしも参考項目と一致する必要はなく、参考項目の一部を選定しないことも許されている（発電所アセス省令第 21 条第 4 項）。

環境影響評価を行なう過程で、項目の選定に係る新たな事情が生じたときは、選定項目を見直さなければならない（発電所アセス省令第 21 条第 5 項）。

b. 水力発電所の参考項目

水力発電所の事業の環境影響評価の参考項目を、表５．２－５に示す。小水力発電所の環境影響評価には、これらの参考項目が準用可能であると考えられる。「小水力発電所」という語は、RPS 法では 1MW 以下のものを意味し、一般的な用語としても 22.5MW 以上のものを意味することは少ないので、小水力発電所の事業で環境影響評価法に基づく環境影響評価を行なうことは少ないと考えられるが、自主的アセスの対象とされた場合は、条例に規定された、表５．２－５に示すものに類似した参考項目を勘案して、評価項目を選定することになると考えられる。

表５．２－５　水力発電所の事業の環境影響評価の参考項目

（発電所アセス省令別表第 1）

環境要素の区分		環境の自然的構成要素の良好な状態の保持を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素											生物の多様性の確保及び自然環境の体系的保全を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素			人と自然との豊かな触れ合いの確保を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素		環境への負荷の量の程度により予測及び評価されるべき環境要素
		大気環境				水環境						その他の環境						
影響要因の区分		大気質		騒音	振動	水質						地形及び地質	動物	植物	生態系	景観	人と自然との触れ合いの活動の場	廃棄物等
		窒素酸化物	粉じん等	騒音	振動	水の汚れ	富栄養化	水の濁り	溶存酸素量	水素イオン濃度	水温	重要な地形及び地質	重要な種及び注目すべき生息地	重要な種及び重要な群落	地域を特徴づける生態系	主要な眺望点及び景観資源並びに主要な眺望景観	主要な人と自然との触れ合いの活動の場	産業廃棄物
工事の実施	工事用資材等の搬出入	○	○	○	○												○	
	建設機械の稼働		○	○	○													
	造成等の施工による一時的な影響							○		○			○	○	○			○
土地又は工作物の存在及び供用	地形改変及び施設の存在											○	○	○	○	○	○	
	貯水池の存在					○	○	○	○		○	○				○	○	
	河水の取水					○											○	

c．火力発電所の参考項目

火力発電所の事業の環境影響評価の参考項目を、表５．２－６に示す。バイオマス発電所と廃棄物発電所の環境影響評価には、これらの参考項目が準用可能であると考えられる。環境影響評価法で第 2 種事業に該当する火力発電所の規模の下限は 112.5MW であり、従来日本で建設されているバイオマス・廃棄物発電所の規模はこれより小さいので、バイオマス・廃棄物発電所の事業で環境影響評価法に基づく環境影響評価を行なうことは少ないと考えられる。しかし、自主的な環境影響評価を行なう場合は、表５．２－６に示す参考項目を勘案して、評価項目を選定することになると考えられる。都道府県の環境影響評価条例に基づいて環境影響評価を行なう場合は条例に規定されている参考項目を勘案して評価項目を選定する。

表５．２－６　火力発電所の事業の環境影響評価の参考項目

（発電所アセス省令別表第 2）

環境要素の区分		環境の自然的構成要素の良好な状態の保持を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素														生物の多様性の確保及び自然環境の体系的保全を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素					人と自然との豊かな触れ合いの確保を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素		環境への負荷の量の程度により予測及び評価されるべき環境要素		
影響要因の区分		大気環境							水環境						その他の環境	動物		植物		生態系	景観	人と自然との触れ合いの活動の場	廃棄物等		温室効果ガス等
		大気質					騒音	振動	水質				底質	その他	地形及び地質										
		硫黄酸化物	窒素酸化物	浮遊粒子状物質	石炭粉じん	粉じん等	騒音	振動	水の汚れ	富栄養化	水の濁り	水温	有害物質	流向及び流速	重要な地形及び地質	重要な種及び注目すべき生息地（海域に生息するものを除く。）	海域に生息する動物	重要な種及び重要な群落（海域に生育するものを除く。）	海域に生育する植物	地域を特徴づける生態系	主要な眺望点及び景観資源並びに主要な眺望景観	主要な人と自然との触れ合いの活動の場	産業廃棄物	残土	二酸化炭素
工事の実施	工事用資材等の搬出入		○			○	○	○														○			
	建設機械の稼働		○			○	○	○			○		○												
	造成等の施工による一時的な影響										○					○		○		○			○	○	
土地又は工作物の存在及び供用	地形改変及び施設の存在					○								○	○	○	○	○	○	○	○	○			
	施設の稼働 排ガス	○	○	○																					○
	施設の稼働 排水								○	○															
	施設の稼働 温排水											○		○			○		○						
	施設の稼働 機械等の稼働					○		○	○																
	資材等の搬出入		○			○	○	○														○			
	廃棄物の発生																						○		

d．地熱発電所の参考項目

地熱発電所の事業の環境影響評価の参考項目を、表５．２－７に示す。地熱発電所の環境影響評価の評価項目は、これらの参考項目を参考にして選定される。第 2 種事業未満の規模の地熱発電所の事業に際して自主的な環境影響評価を行なう場合は、参考項目を勘案しつつ、事業特性及び地域特性に関する情報を踏まえて評価項目を選定することになると考えられる。また都道府県の環境影響評価条例の対象とされた場合は、条例に規定された、表５．２－７に示すものに類似した参考項目を勘案して、評価項目を選定する。

表５．２－７　地熱発電所の事業の環境影響評価の参考項目

（発電所アセス省令別表第 4）

環境要素の区分			環境の自然的構成要素の良好な状態の保持を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素								生物の多様性の確保及び自然環境の体系的保全を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素			人と自然との豊かな触れ合いの確保を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素		環境への負荷の量の程度により予測及び評価されるべき環境要素	
			大気環境			水環境			その他の環境		動物	植物	生態系	景観	人と自然との触れ合いの活動の場	廃棄物等	
影響要因の区分			大気質			水質		その他	地形及び地質	地盤							
			硫化水素	窒素酸化物	粉じん等	水の汚れ	水の濁り	温泉	重要な地形及び地質	地盤変動	重要な種及び注目すべき生息地	重要な種及び重要な群落	地域を特徴づける生態系	主要な眺望点及び景観資源並びに主要な眺望景観	主要な人と自然との触れ合いの活動の場	産業廃棄物	残土
工事の実施	工事用資材等の搬出入			○	○										○		
	造成等の施工による一時的な影響						○				○	○	○			○	○
土地又は工作物の存在及び供用	地形改変及び施設の存在								○		○	○	○	○	○		
	施設の稼働	地熱流体の採取及び熱水の還元						○		○							
		排ガス	○														
		排水				○											
	廃棄物の発生															○	

e．風力発電所の参考項目

風力発電所の事業は、2012 年に環境影響評価法の対象事業とされた。風力発電所の事業の環境影響評価の参考項目を、表５．２－８に示す。風力発電所の環境影響評価の評価項目は、これらの参考項目を参考にして選定される。第 2 種事業未満の規模の風力発電所の事業に際して自主的な環境影響評価を行なう場合は、参考項目を勘案しつつ、事業特性及び地域特性に関する情報を踏まえて評価項目を選定することになると考えられる。

表５．２－８　風力発電所の事業の環境影響評価の参考項目

（発電所アセス省令別表第 5）

影響要因の区分	環境要素の区分	環境の自然的構成要素の良好な状態の保持を旨として、調査、予測及び評価されるべき環境要素								生物の多様性の確保及び自然環境の体系的保全を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素					人と自然との豊かな触れ合いの確保を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素		環境への負荷の量の程度により予測及び評価されるべき環境要素	
		大気環境				水環境		その他の環境		動物		植物		生態系	景観	人と自然との触れ合いの活動の場	廃棄物等	
		大気質		騒音及び超低周音波	振動	水質	底質	地形及び地質	その他									
		窒素酸化物	粉じん等	騒音及び超低周波音	振動	水の濁り	有害物質	重要な地形及び地質	風車の影	重要な種及び注目すべき生息地（海域に生息するものを除く。）	海域に生息する動物	重要な種及び重要な群落（海域に生息するものを除く。）	海域に生育する植物	地域を特徴づける生態系	主要な眺望点及び景観資源並びに主要な眺望景観	主要な人と自然との触れ合いの活動の場	産業廃棄物	残土
工事の実施	工事用資材等の搬出入	○	○	○	○											○		
	建設機械の稼働	○	○	○	○	○	○											
	造成等の施工による一時的な影響					○				○	○	○	○	○			○	○
土地又は工作物の存在及び供用	地形改変及び施設の存在							○		○	○	○	○	○	○	○		
	施設の稼働			○					○									

f. 太陽光発電所の評価項目 (6)

固定価格買取制度が導入された 2012 年 7 月以降、太陽光発電の発電容量は急激に増加している。発電容量が 1MW 以上である、いわゆるメガソーラーのような地上設置型の大規模な太陽光発電施設においては、地域の自然環境・生活環境や景観への影響について懸念されるケースも見受けられるようになった。

2016 年現在、太陽光発電所の事業は環境影響評価法の対象となっていないが、太陽光発電事業など従来は想定していなかった種類の事業による大規模な開発が行われ、森林の伐採等に伴う環境への影響が懸念され、こうした社会状況の変化に適切に対応すべく、一部の都道府県・政令指定都市では環境影響評価手続の対象にし、事業者による適切な環境配慮を促している。それ以外に、環境保全条例やガイドライン、要綱により事業者に対して一定の配慮を求めている自治体もある。

環境影響評価条例を見ると、太陽光発電事業の取扱い方は３タイプに分けられる（表５．２－９参照）。太陽光発電事業は③の位置づけに分類している自治体が最も多い。表５．２－１０に「開発行為」、「工業団地の造成」等の面開発の一種として、対象としている自治体の規模要件（第１種事業相当）一覧を示す。

一例として、長野県環境影響評価技術指針マニュアルにある太陽光発電事業の

影響要因-環境要素関連表の記載例を表５．２－１１に示す。対象事業毎に事業特性や地域特性を踏まえ、適宜作成する必要がある。特徴としては、太陽光発電事業の場合には、固定価格買取期間の終了後に撤去される事態が想定されるため、供用終了後の影響についても影響要因として評価項目として選定することとなっている。

表５．２－１１に示す参考項目を勘案して、評価項目を選定することになる。同表の標準項目は、太陽光発電所の事業において自主的な環境影響評価を行なう場合にも準用可能であると考えられる。

表５．２－９　環境影響評価条例における太陽光発電事業の取扱い状況[6]

①太陽光発電事業を対象事業に位置付けている自治体	長野県、神戸市、福岡市
②太陽光発電事業を「電気工作物の新設」等に含めて条例の対象としている自治体	さいたま市（規模要件：面積）、川崎市・名古屋市（規模要件：出力） 大分県・福島県
③「開発行為」、「工業団地の造成」等の面開発の一種として対象とすることができる自治体	41 の自治体（32 道府県、9 市）

表５．２－１０　「開発行為」、「工業団地の造成」等の面開発の一種として対象としている自治体の規模要件（第１種事業相当）一覧

出典：環境省「太陽光発電事業の環境保全対策に関する自治体の取組事例集」[6]

第1種事業相当の規模要件		該当する自治体（面積の考え方による区分）		
		土地の造成に係る面積	開発区域全体の面積	その他
土地の面積	75ha	茨城県、鳥取県	秋田県、福島県、宮城県、富山県、愛知県、和歌山県	
	50ha	石川県、静岡県、島根県、愛媛県、熊本県	福井県、大阪府、千葉市	青森県※1、大阪市※1、広島県※1、北九州市※3
	30-40ha	佐賀県、長崎県、大分県、鹿児島県	沖縄県	徳島県※1（事業種別により規模が異なる）
	20-30ha	滋賀県	埼玉県、神奈川県、三重県、香川県	徳島県※1、岐阜県※2、相模原市※1
	10-20ha	広島市	山梨県	名古屋市※1
	1-10ha		豊中市	吹田市※1
	その他			京都市（16～75ha）※2

※1：個別法令に基づく許認可申請時の面積を要件としており、いずれの場合もあり得る。
※2：開発区域全体の面積と土地形状変更の面積の両方について規定している。
※3：ケースバイケースで指導している。

表５．２－１１　太陽光発電事業における環境影響評価項目の選定例[7]

（森林地域への立地を想定した場合）

出典：長野県：長野県環境影響評価技術指針マニュアル

［記載例 その１］　影響要因－環境要素関連表　　道路（森林、農地、集落それぞれの通過を想定した場合）の例

影響要因（区分）		（具体的な要因）	大気質：環境基準が設定されている物質	大気質：粉じん	大気質：その他必要な項目	騒音	振動	低周波音	悪臭	水質：環境基準が設定されている項目及び物質	水質：その他必要な項目	水質：水生生物	水質：底質	水質：地下水質	水象：河川及び湖沼	水象：地下水	水象：温泉	水象：利水及び水面利用等	土壌汚染：環境基準が設定されている項目及び物質	土壌汚染：その他必要な項目	地盤沈下	地形・地質：地形	地形・地質：地質	地形・地質：土地の安定性	地形・地質：注目すべき地形・地質	植物：植物相	植物：植生	植物：土壌	植物：注目すべき個体、集団、種及び群落	植物：保全機能等	動物：動物相	動物：注目すべき種及び個体群	生態系	景観：景観資源及び構成要素	景観：主要な景観	触れ合い活動の場	文化財	廃棄物等：廃棄物	廃棄物等：残土等の副産物	温室効果ガス等	その他の環境要素：日照阻害	その他の環境要素：電波障害	その他の環境要素：風害	その他の環境要素：光害	その他、必要に応じて追加
工事による影響	運搬（機材・資材・廃材等）		△	△		△	△																								△	△	△												
	採取（資材・土砂等）	盛土材の採取	△	△		△	△			○		△										○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	△	△	○	○								
	樹木の伐採					△																		○		○	○		○	○	○	○	○	△	△	○									
	土地造成（切土・盛土）		△	△		△	△			○		△										○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	△	△	○	○								
	発破工事			△		△	△	△																							△	△	△				○								
	掘削	トンネル、床堀（橋脚等）	△	△		△	△			○		△				△															△	△	△				○								
	杭打ち	橋脚基礎工				△	△			○		△																			△	△	△	△	△										
	工作物の工事	橋梁工																																△	△		○								
	沢等の工事	護岸工								○		△														○	○		○		○	○	○	△	△	○	○								
	舗装工事・コンクリート工事									○	△	△																			△	△	△			△									
	廃材・残土等の発生・処理		△	△		△	△			○		△										○	○	○	○	△	△	○	○	○	○	○	○	△	△	○	○	○	○						
存在・供用による影響	地形改変														△									△		◎	◎	○	◎	◎	◎	◎	◎	○	○	○									
	樹木伐採後の状態														△									△		○	○		○	○	○	○	○	○	○	○									
	工作物の存在	高架式道路の存在等						△																△							△	△	△	◎	◎	○					○	○	○		
	緑化														△									△		○	○	△		○	○	○	○	◎	◎	○									
	自動車交通の発生	車両の走行	○	○	△	○	○		△																						△	△	△			◎									
	排水	路面排水								△	△	△														△	△		△		△	△	△												
	夜間の照明等																									△	△		△		△	○	△	◎	◎	△									

【△△道路建設事業における項目選定の概要】　項目選定の詳細な理由については第３章の「分類結果-理由表」を参照のこと

・「大気質」については、病院、学校、住宅地等が隣接して存在する箇所（３章「大気質」の○○ページの表を参照）において詳細な調査、予測及び評価が必要なため該当する項目を標準化項目に分類した。
・「騒音」「振動」の工事による影響については、簡略化項目としたが、「大気質」と同じ理由から、病院、学校、住宅地等が隣接して存在する箇所については調査箇所をやや多めに設定した。（調査箇所については３章「騒音」の○○ページの図を参照のこと）
・□□町△△地区から○○町の至る部分については、第１章で述べたとおりトンネル構造とする案と一部国道◇◇号を利用しながら、集落内に道路を新設する案がある。そのため、詳細な比較検討が可能となるように、「植物」、「動物」、「生態系」、「景観」等について、主に存在・供用による影響の影響要因に対し、重点化項目を幾つか設定した。

【凡例】

◎　：重点化項目（調査、予測及び評価を詳細に行う項目）
○　：標準項目（調査、予測及び評価を標準的に行う項目）
△　：簡略化項目（調査、予測及び評価を簡略化して行う項目）
無記入：非選定項目（調査、予測及び評価を行わない項目）

（２）環境影響評価法に基づく環境影響評価の予測評価手法

a.　環境影響評価法の規定

環境影響評価のための調査、予測、評価の手法は、環境影響評価方法書に記載される。事業者は、方法書に対する都道府県知事の意見を勘案し、公告縦覧時の国民の意見に配慮して、方法書に記載した手法に検討を加え、事業の種類ごとに主務省令で定めるところにより、手法を選定しなければならない（法第 11 条）。

b.　発電所アセス省令の規定

１）選定される手法の要件

環境影響評価のための調査、予測、評価の手法は、選定項目ごとに、選定項目の特性及び事業が及ぼすおそれがある環境影響の重大性について客観的かつ科学的に検討を行なって選定される（省令第 22 条）。選定される手法は、表５．２－１２に記載された要件を満足するものでなければならない。

表５．２－１２　発電所事業の環境影響評価の手法の要件

選定項目の区分		調査、予測、評価手法の要件
環境の自然的構成要素の良好な状態の保持を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素に係る選定項目		汚染物質の濃度その他の指標により測られる環境要素の汚染又は環境要素の状況の変化の程度及び広がりに関し、これらが人の健康、生活環境又は自然環境に及ぼす環境影響を把握する手法
生物の多様性の確保及び自然環境の体系的保全を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素に係る選定項目	動物、植物	陸生及び水生の動植物に関し、以下の状況について調査し、これらに対する環境影響の程度を把握する手法。 1. 生息種又は生育種及び植生の調査を通じて抽出される、学術上又は希少性の観点から重要な種の分布状況、生息状況又は生育状況 2. 上記の調査を通じて抽出される、学術上又は希少性の観点から重要な群落の分布状況並びに動物の集団繁殖地その他の注目すべき生息地の分布状況
	生態系	地域を特徴づける生態系に関し、 1. 生息種又は生育種及び植生の調査結果その他の調査結果により概括的に把握される生態系の特性に応じて、上位性、典型性及び特殊性の視点から注目される動植物の種又は生物群集（「注目種等」）を複数抽出し、これらの生態、他の動植物との関係又は生息環境若しくは生育環境を調査し、これらに対する環境影響の程度を把握する手法 2. その他の適切に生態系への環境影響を把握する手法 注）上位性：生態系の上位に位置する性質 典型性：地域の生態系の特徴を典型的に現す性質 特殊性：特殊な環境であることを示す指標となる性質
人と自然との豊かな触れ合いの確保を旨として調査、予測及び評価されるべき環境要素に係る選定項目	景観	景観に関し、眺望の状況及び景観資源の分布状況を調査し、これらに対する環境影響の程度を把握する手法
	人と自然との触れ合いの活動の場	人と自然との触れ合いの活動に関し、野外レクリエーションを通じた人と自然との触れ合いの活動及び日常的な人と自然との触れ合いの活動が一般的に行われる施設又は場の状況を調査し、これらに対する環境影響の程度を把握する手法
環境への負荷の量の程度により予測及び評価されるべき環境要素に係る選定項目		廃棄物等及び温室効果ガス等に関し、それらの発生量その他の環境への負荷の程度を把握する手法

２）手法の選定方法

調査、予測、評価の手法の選定に際しては、必要に応じて専門家の助言を受けるものとする（省令第 22 条第 3 項)。環境影響評価を行なう過程において手法の選定に係る新たな事情が生じたときは、必要に応じ選定された手法の見直しを行なうものとする（省令第 22 条第 4 項)。手法の選定理由を、明らかにできるよう整理するものとする（省令第 22 条第 5 項)。

３）参考手法

調査、予測、評価の手法の選定に際しては、「発電所の区分に応じ」、「一般的な事業の内容によって行われる」事業に伴う手法を「勘案しつつ」、「事業特性及び地域特性に関する情報を踏まえ」る（発電所アセス省令第 21 条第 1 項)。この手法を「参考手法」という。

これらについて経済産業省「発電所に係る環境影響評価の手引き」にまとめられている。

（３）その他の特別法に基づく評価項目、予測評価手法

電気事業法以外の特別法に基づく環境影響評価の評価項目、予測評価手法の選定は、それぞれの主務官庁またはその外郭団体が発行している基本的な文献に従い、先行する地点の状況を踏まえて行なう。

特別法に基づく環境影響評価は、環境影響評価法に基づくそれと同様に多大な費用と時間を要するので、後者のために実施する調査、予測、評価の成果を極力前者のために流用できるようにすることが得策である。廃棄物処理法の対象事業や公有水面埋立を伴う事業等、複数の環境影響評価が必要となる事業に際しては、関係する法令の全体を最初に把握し、手戻りのない調査、予測、評価の計画を立案することが不可欠である。

参考文献

５．２　再生可能エネルギー利用発電所の環境アセスメント

(1) 経済産業省資源エネルギー庁：NEF．水力発電環境保全対策ガイドブック．2004 年 3 月
http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/download/pdf/ctelhy_013.pdf

(2) 環境省：改正環境影響評価法等について
https://www.env.go.jp/policy/assess/4-5kensyu/pdf/nendo/h23_kaisei-brief.pdf

(3) 経済産業省：発電所に係る環境影響評価の手引き
http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/tebiki.html

(4) 厚生省水道環境部廃棄物法制研究会：廃棄物処理施設生活環境影響調査指針の解説．1998

(5) 環境省：廃棄物処理施設生活環境影響調査指針
http://www.env.go.jp/recycle/misc/facility_assess/

(6) 環境省：太陽光発電事業の環境保全対策に関する自治体の取組事例集．2016 年 4 月
http://www.env.go.jp/press/files/jp/102583.pdf

(7) 長野県：長野県環境影響評価技術指針マニュアル
http://www.pref.nagano.lg.jp/kankyo/kurashi/kankyo/ekyohyoka/hyoka/manyuaru281001.html

第６章　再生可能エネルギー開発への土木技術者の貢献

６．１　再生可能エネルギー発電事業の計画における土木技術の貢献

６．１．１　事業計画の策定

これまで、水力、火力、原子力の電力エネルギー開発に当たり、土木技術者はプロジェクトの先頭に立って取組んできた。発電計画を策定するには、水力発電所を例に取れば、計画地点の水文気象、地形・地質、自然・社会環境条件等の調査に基づき、取水地点、導水路ルート、放水地点、各工作物位置を決め、概略の落差、発電使用水量・発電所規模を定め、建設費、発生電力量を算定し経済性を評価する。経済性評価に基づき開発の可否を判断したり、開発可能となるように検討を加えることとなる。計画策定に当たっては、検討を繰り返し徐々に精度を高めて計画を練り上げていくのが一般的であり、技術的内容のみならず、既得水利権、漁業権との調整、家屋・土地に対する補償等さまざまな項目への考慮が必要である。

これら、これまでの発電事業で培ってきた土木技術者の幅広い経験は、今後の再生可能エネルギー発電事業計画においても貢献できるものと考えられる。

再生可能エネルギーの事業計画策定に当たっても、立地地点選定、土木工事、設備工事等の建設コストの引き下げを図ることが重要であるが､4 章で述べたように、再生可能エネルギーの開発には各方面の支援制度が制定されている。これら制度も活用して一層のコスト低減に努め、再生可能エネルギーの普及促進を図っていく必要がある。

再生可能エネルギーの中でも水力発電、地熱発電等といった従来から土木技術者が取組んできたエネルギーはもちろんのこと､風力発電､太陽光発電､バイオマス、廃棄物発電等においても土木技術者の発電計画策定への貢献が期待される。

土木技術者としても、これまでの発電所開発で獲得した経験を生かし、再生可能エネルギーの開発を土木技術者の今後の使命として取組んでいくことが地球環境問題への対応として貢献できるとともに新たなビジネスにつながるものと考える。

６．１．２　許認可対応

国内で従来の水力、火力、原子力等の発電所を建設するにあたっては、定められた許認可手続きが必要である。プロジェクトサイクルの初期段階である調査・計画の時点で許認可手続きが必要となる場合もある。通常、エネルギー土木部門においては土木技術者が中心となって資料の作成から許認可権者への説明に至る許認可対応を行っている。一般的に許認可に係る説明をする相手は必ずしも土木技術者とは限らない。したがって、許認可対応においては、単に技術的な事項を説明するだけでは不十分で、許認可申請の内容を如何に相手にわかりやすく説明できるかが重要になってくる。エネルギー土木部門では、以前からこうした説明技術－プレゼンテーション能力－が土木技術者に求められていた。

同時に許認可対応においては、土木技術者は許認可に係る法令を熟知しておく必要がある。最も重要なことは、どのような場所でどのような行為をすることが許認可の対象になるのかであるが、許認可権者は誰か、許認可申請書類の内容はどのようなものか、さらには許認可の内容について、許認可権者に対し、どういう順番で

どういうポジションの人間に説明していくべきか、工程策定上、その許認可を得るためにどの程度の期間を要するのか、あるいは何の許認可申請が開発工程のクリティカルパスとなるのか、また、許認可申請の書類の内容はどのようなものとすべきかなど、許認可手続きを円滑に進めるためのノウハウがある。一般的には、各事業者が過去の設備形成の経験のなかでこれらのノウハウを蓄積している。しかし、許認可対応の場合、その求められる進め方や内容に応じて臨機応変に対応する必要がある。まさに「許認可対応に王道なし」であるが、このような相手に応じたフレキシブルな対応もまた、許認可対応を担当する土木技術者に求められる資質であり、エネルギー土木に従事する技術者はプロジェクトサイクルのいずれかの局面における経験でこうした資質を育んできた。

以上に述べた許認可対応において必要とされる「説明力」、「対応力」は、エネルギー土木従事者が業務経験を通じて育まれる技術であるが、再生可能エネルギー発電所事業計画における許認可においても十分に貢献できるものと考える。

６．１．３　環境問題対応

（１）調査・計画

５．２において示した通り、発電所の建設にあたり、その発電所が法アセスの対象となる場合には然るべき環境影響評価手続きを完了しないと、次の段階である工事計画認可（届出）の手続きには進めない。また、仮に法アセスの対象とならない場合でも、環境影響評価条例によりアセス対象となり環境影響評価手続きが必要となる場合もある。環境影響評価手続きの実施にあたっては関係官庁、都道府県、市町村、住民への説明が必要となる。一方、環境影響評価条例でもアセス対象とならず、公式的には環境影響評価手続きが不要な場合でも、自主的にアセスを実施すべしと考える事業者が増えている。これは当該発電所に係るマルチステークホルダーから理解を得る必要があるからである。

（２）設計・施工

基本的には、環境影響評価に基づいて設計、施工されるが、実際の設計、施工においては環境問題対応のために土木技術者により実にさまざまな取り組みがなされてきた。その代表的な事例を以下にあげる。

１）地形の改変等の作業で生じる濁水については周辺の河川あるいは海等に直接、排水せずに、濁水処理用の池やプラントを設置して、環境基準に適合するよう水質処理をした後、排水する。

２）地形の改変等の作業の結果、土砂が流出しないよう、土砂流出防止堰を設けたり、掘削後の法面は極力、緑化する。

３）工事区域内に貴重種生物が侵入しないよう防止柵を設ける。

４）既存の原生林を保護するために地形改変部と既存の原生林の境界区間に新たに植林を行い、緩衝林とする。

５）道路の側溝に落ちた小動物が自らの力で脱出できるよう、傾斜型側溝を設ける。

６）修景緑化の際には、遺伝資源保護の観点から現地種を用いる。
７）工事実施の際にリサイクル率を高める。
８）防音シートの設置と計測監理による騒音対策の実施
９）既存の構造物に影響を与えぬよう低振動工法を採用
１０）ビオトープや人工干潟の創成による自然再生への取り組み
１１）工事区域周辺に生息する貴重猛禽類の保護のために繁殖期には影響を及ぼさぬよう工事を休止する。

これらのノウハウは再生可能エネルギー施設の設計・施工においても適用可能である。

（３）保守・運用

環境影響評価において特に議論が集中した事項については、施設が完成し、運用を開始した後も定期的にモニタリングを継続し、予測した以上の影響が出ていないか、追加の環境対策が必要か、どのような追加対策をとるかなどを検討する。また、クレームに対応して、追加の、あるいは新たな環境対策をとるのかといった判断、ならびに住民への説明も必要になる。

６．２　各種プラントの建設における土木技術の貢献

６．２．１　風力発電

（１）調査・計画

a. 風力発電設備の配置計画

風力発電設備の規模や配置を計画する際は、地形に起因する局地的な風況や、季節・時刻による風向・風速の変化を十分に考慮するため、観測データをもとに確率論や三次元シミュレーション技術等を駆使して最適なレイアウトの検討を行う必要がある。こうした計画検討は、送電線などを建設してきたエネルギー土木技術者の活躍が期待できる分野であり、事業主体へのコンサルティング等の形での貢献が考えられる。

b. 洋上風力発電の開発

これまでの風力開発地点は経済的条件の比較的良い場所が多かったが、今後の利用拡大を考えると離島、山間部、海洋上など風況は良くても経済的に必ずしも好条件とはいえない場所が候補地点となることが予想される。とくに海洋上は安定した強い風が吹き、障害物もなく、景観や騒音の問題も少ないため、将来的な開発地点として有望視されている。

ヨーロッパでは比較的浅い水域での洋上（オフショア）風力発電が主流になってきており、3 万 km を超える長い海岸線を持つ日本でも洋上風力発電の開発が期待されているところであるが、遠浅な海岸が少ない我が国沿岸への適用上の困難もある。2014 年度時点で瀬棚港、秋田港、酒田港、鹿島港、ならびに福島県沖、銚子沖、北九州市沖、五島市椛島沖に洋上風力発電設備が設置されている。

洋上風力発電の本格導入に向けては、風況・波浪データの観測、経済的で信頼性の高い発電設備の開発、送電系統や漁業補償の問題等、多方面での課題解決が必要であるが、中でも、従来の港湾・海洋土木技術を基礎とした土木分野における設計・建設技術の高度化が大いに期待されており、現在、建設会社を含む多くの企業・研究機関において関連技術の研究開発が進められている。

（２）設計・施工

a. 土木設備の設計

大型台風の襲来により、しばしば各地の風力発電設備が大きな被害を受けているが、風車や塔といった本体の損傷のほかに、基礎部分の損傷事例が報告されている。2003 年 9 月の台風 14 号により、沖縄県宮古島の風力発電用風車 7 基のうち 3 基が倒壊、残る 4 基もブレード折損等の被害を受けたが、倒壊したもののうち 1 基はアンカーボルトごとコンクリート基礎から引き抜け塔全体が倒壊したものであり、強烈な風荷重による転倒モーメントに対し、基礎コンクリートの耐力が十分でなかった可能性がある[1]。風車基礎など土木設備の設計に当たっては、風況や地質等の地点特殊性を適切に考慮するとともに、過去の台風による被災事例を十分踏まえ、適度な安全裕度をもつ設備とする必要がある。そうした中で、

土木学会構造工学委員会が風力発電設備支持物構造設計指針・同解説［2010 年版］を刊行している。

b. 土木工事費の低減

陸上風力発電のシステム価格（設備価格、設置工事費、系統連系等に掛かる費用の合計）は、近年、世界平均の約 11～26 万円/kW、欧州の約 17 万円/kW 、北米の約 16 万円/kW、中国の 11 万円/kW と比べて日本は 20～35 万円/kW と高い水準にある[2]。我が国の風力発電設備は導入規模が小さく、電気設備費・電気工事費・土木工事費など、風車本体以外の費用が占める割合が大きくなる傾向にある。道路、敷地造成、基礎など土木工事費は開発地点の地質条件や既設道路の有無などによりばらつきがあるが、建設費全体に占める割合は 10～20%と決して小さくない。今後欧米並みのコストを実現していくためには、事業規模を拡大するとともに、風車本体のほか付帯設備費・工事費の低減を図っていく必要があり、この点での土木技術者の役割は大きい。風況との兼ね合いを考慮しつつ基礎地盤の良いところを選ぶ、勾配が許す範囲で取り付け道路を短くするなど土木設備の設計・施工の工夫によるコスト低減が望まれる。

洋上風力発電設備の建設費は、世界平均で約 36～56 万円/kW と、陸上風力の約 2 倍から 3 倍の水準にある[2]。一般に、基礎工事や設置・係留工事のコストが建設費の約半分を占め、これらのコストは陸からの距離や水深によって異なる。初期に設置された洋上風力発電設備は比較的浅い海に設置されていたが, 2010 年頃から水深 20m を超える海域に設置されるようになり、建設費が上昇傾向にある。建設費を陸上風力に近づけるためには、基礎や設置・係留など土木工事のコスト削減余地が多く残されている。

（3）保守・運用

陸上風力発電設備の保守・運用における土木技術者の役割としては、取り付け道路およびコンクリート基礎の維持管理が中心となる。風力発電設備の取り付け道路は、気象条件が厳しく地形的にも急峻な場所が多いため、特に台風通過後等は点検・保守が重要となる。また、基礎については、上載荷重が大きく、設置環境によっては塩害等による劣化も懸念されるため、これまで蓄積してきたコンクリート構造物維持管理技術を活用し、信頼度の確保と延命化に努める必要がある。

洋上風力発電設備の運転・保守費は、現状では非常に高く、年間 980～1,420 万円/MW 近くになる[2]。運転・保守費削減のため、故障の防止や効率的なメンテナンスの実施などが重要課題となっている。特に傭船費用が大きいので、港湾建設等の施工経験に基づく的確な海象予測と作業実施の判断によって傭船期間を短縮することが望まれる。

6．2．2　太陽光発電

（1）調査・計画

太陽光発電の調査・計画段階では、最適な設置場所やシステム構成を検討する

ため、気象条件や立地条件の影響を考慮し、計画段階で年間の発電特性を正しく把握することが重要となる。日射条件や周囲の構造物等による日射の遮断などの影響は、発電特性に大きく影響することから、これらを総合的に評価するためには設置場所周辺の三次元的な形状等による発電量の変化をシミュレーションする技術が必要となる。

また、太陽光発電による大規模システムを導入する場合には、非常に広大な設置面積が必要となるため、敷地の造成による生息・生育環境、周辺環境への影響をできるだけ軽減するとともに、その程度を適切に評価する技術が必要となる。さらに、地点選定においては、地盤や地質条件について適切に評価する技術も重要である。

これらの太陽光発電の調査・計画に求められる技術には、水力発電所などの計画や環境アセスメント等で土木技術者が培ってきた技術を活用することができる。

（２）設計・施工

大規模システムを導入する場合、広大な設置場所を確保するための敷地造成が必要となる。このため斜面など土地の形状を有効利用しながら、必要な設置場所を設計・施工していく土木技術が求められる。また、大規模システムそのものが巨大な特殊構造物であり、この構造物の設計・施工には、耐風・耐震設計や構造物を支える基礎の設計技術などとともに、巨大構造物の施工技術が求められる。

一方、一定規模の太陽光発電システムを、道路の斜面や擁壁、建物の屋上や壁面など既存構造物への設置を検討する場合には、発電システムを設置することより一定の荷重が既存構造物に付加されることとなる。このため、設置の安全性や荷重による既存構造物への影響などを十分に検証する必要があり、これには、土木をはじめとする既存構造物を熟知した技術者の判断が求められる。

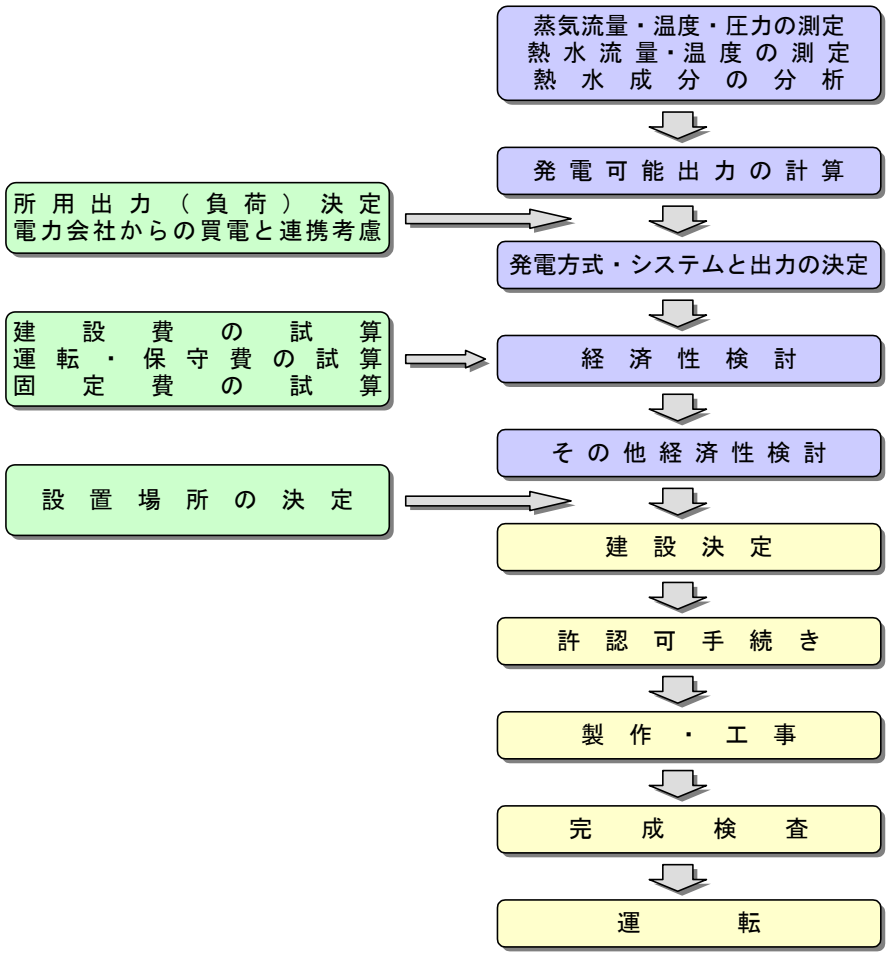
（３）保守・運用

太陽光発電システムの保守・運用は、太陽光パネル・インバータの劣化診断や保守・点検が中心であるが、発電システムを支える基礎や既存構造物のメンテナンスも同様に重要である。基礎や既存構造物の大半に使用されているコンクリートは設置環境などにより、塩害や中性化などの劣化が進行することから長期間の有効活用を図るためには、適切な劣化状況の把握とともに補修を実施することが必要となる。コンクリート構造物の維持管理には、これまで多くの既存コンクリート構造物の維持管理を担ってきた専門技術者のノウハウが求められる。

６．２．３　地熱発電所

（１）調査・計画

地熱発電所の設置計画検討の手順は図６．２－１に示すとおりである。この中で調査･計画に該当する段階での土木技術者の貢献としては､建設費の試算における土木工事費の算出などを挙げることが出来よう。周辺環境に充分配慮したうえで更に経済的な敷地造成計画の提案などでの貢献が求められる。



（出典）NEDO パンフレット「中小地熱バイナリー発電設備」

図６．２－１　地熱発電所設置計画の手順

（２）設計・施工

建設が決定した後は電力会社においては工事機関が設置されることが多く、そこで土木関係設備の設計・施工管理が求められる。

地熱発電所の建設工事の事例として、八丁原発電所 2 号機（1987 年～1990 年）における土木関係工事の概要と特徴を以下に示す。

a．発電所用地造成工事

高含水比盛土、掘削土の構外持ち出し禁止に対応した土工事の工程調整、環境保全・建設協定に基づく工事中騒音・水質汚濁対策

b．冷却塔水槽設置工事

基礎処理

c．二相流体輸送管ならびに還元配管基礎工事

d．滞留槽設置工事

滞留槽の熱水による熱応力の考慮

（3）保守・運用

土木設備の規模も大きなものはなく、保守面で特に貢献が求められる事項は挙げられないが、しいていえば地熱発電所の冷却塔内部では、熱水及び蒸気に含まれる硫化水素（H_2S）によって鉄筋コンクリートの腐食（中性化）が進行することが報告されている。

デベロッパーの生産した蒸気を購入する契約をしている地熱発電所では、発電所を契約期間以上停止すると多額の違約金が生じるなどの理由もあり、土木設備の補修工事は定期検査中の短期間で実施するよう厳しい制約を受ける。したがって劣化したコンクリートの補修なども短期間に確実な効果のある工法を選択する必要がある。

6．2．4　水力発電所

我が国水力発電開発の歴史は 120 年以上におよび、2016 年 8 月現在の一般水力発電所数は 1,667 地点、最大出力は 22,018MWに達している[3]。その歴史のなかで土木技術者は調査・計画、設計・施工、保守・運用のすべての段階で中心的な役割を果たし、河川管理者、水利権者、漁業者、地域住民などとの交渉力も含めて多岐にわたる豊富な技術や知識・経験を蓄積してきた。今後も、国産エネルギーの主力でありクリーンエネルギーである水力発電、とりわけ中小水力発電の開発を推進するとともに、途上国での水力発電開発を支援することが期待されている。

（1）調査・計画

大規模な水力発電では河川・湖水を利用するための水文調査、地質調査、地盤調査などが行われ、発電方式、ダム・水路・発電所などのレイアウトを検討し開発計画が策定される。中小水力発電の場合は、渓流水、農業用水、上下水道、工場で使われる水の循環・排出、道路・鉄道トンネルからの湧水など様々な水源を利用するので、それら事業と整合した水力発電開発計画を策定するために、エネルギー土木に限らず、砂防工学、農業土木工学、衛生工学など土木工学の幅広い分野の技術者と連携する必要がある。

（2）設計・施工

今後開発の主流となる中小水力発電では、既存の事業に追加して設計・施工されることがあり、既存の設備が運用されるなかで発電所の建設ができるように設計ならびに施工方法の工夫が必要になる。その点、既設水力発電所の河川維持放流発電所の建設経験が役立つものと考えられる。また、土木設備だけでなく土地、建物、電気設備の建設から保守に至るライフサイクルコストの低減が重要となるため、それらを土木技術者が一元的かつ総合的に設計・施工する役目を担うことも多いと考えられる。

（3）保守・運用

既存の電気事業者及び自家用発電所を所有する企業に関係する土木技術者は、保守管理体制の構築、設備の効率的な構築、設備維持管理技術の確立、それらに

伴う様々なシステム開発など多岐にわたり貢献してきた。

近年では、これまで以上の設備維持管理費の低減を図るため、保全方針を経過年数を根拠とした定期的な「時間計画保全（ＴＢＭ：Time-Based Maintenance）」から、個々の設備状況を診断しその結果に基づいて対応する「状態監視保全（ＣＢＭ：Condition-Based Maintenance）」や重要度の低い設備部位を「事後保全」へと転換してきている。また、その信頼度・合理性を高度化するため信頼性重視保全（ＲＣＭ：Reliability Centered Maintenance）やライフサイクルコスト（ＬＣＣ：Life Cycle Cost）評価などの導入にも取組んでいる。

水力発電所の奥地化、小規模化が進んでいることから、保守管理を容易にするための技術開発やより一層効率的な維持・運用が求められる。電気事業法で事業用電気工作物の設置者に義務付けられた、「技術基準に適合するように維持すること」、「維持及び運用に関する保安を確保するための保安規程を策定すること」、「保安規程を遵守すること」を踏まえた上で、「巡視及び点検」、「測定及び調査」の項目及び頻度等を、自己責任のもと、当該発電所の実状に応じて決定したり、主任技術者の兼任や委託化により、合理的な保安体制を構築する必要がある。

６．２．５　バイオマス発電

（１）調査・計画

発電設備設置地点の選定にあたっては、地形、地質条件等の調査が必要であり、発電所敷地の造成計画や冷却水の取放水計画、アクセス道路計画等においては、経済性や周辺環境への影響も十分考慮した全体計画が求められるため、こうした調査・計画において土木技術が活用される。

（２）設計・施工

バイオマス発電設備のうち土木設備としては、燃焼ボイラー、蒸気タービン発電機等を支持する鉄筋コンクリート基礎、および冷却水取放水のための水路工作物等が挙げられる。これらの設計には各種荷重や地質調査結果等を適切に考慮する必要があり、施工段階においても健全な設備としての品質管理が求められるなど、専門的な土木技術が必要となる。

（３）保守・運用

バイオマス発電設備の保守・運用における土木技術者の役割としては、コンクリート基礎および水路工作物等の維持管理が中心であり、これらの保守点検や補修にあたり、火力発電所などで培った土木技術が活用できる。

また、間伐材を利用する場合は森林組合等の管理計画との連携、畜産廃棄物を利用する場合は飼育計画との連携、水力発電所の取水口に漂着する流木塵芥を利用する場合は水力発電所の維持管理との連携といったように、上流側の事業との連携が必要になる。

６．２．６　廃棄物発電所

廃棄物発電所は都市臨海部や都市近郊、あるいは市街地に立地されることが多く、都市計画との整合、住環境の保全、地域社会との協調など土木技術者が都市再開発などで蓄積してきた経験が役立つと考えられる。

（１）調査・計画

候補地点選定に当たっては、地形・地質などの自然条件や環境条件、ならびに周辺の居住地域、交通ネットワークなどの社会条件等を把握する必要がある。

発電所の計画策定に当たっては、発電所用地の整地計画、発電所基礎の工事計画、水路等付帯設備の計画等に加えて、廃熱の有効利用計画、周辺住環境に配慮した廃棄物の搬入経路と焼却灰の搬出経路などを決定する必要がある。

（２）設計・施工

発電所用地の整地工事、発電所基礎工事および水路等付帯設備工事の合理的設計には、火力発電所を建設してきた土木技術の活用が必要である。また、既存の清掃工場に発電設備を併設する場合は、焼却炉の停止期間ができるだけ短くなるように設計・施工の工夫が必要である。

（３）保守・運用

土木関連設備の供用後の点検、補修、改良等についても土木技術が必要と考える。また、焼却灰の有効利用、埋立処分にも土木技術が果たす役割が大きい。

参考文献

６．２　各種プラントの建設における土木技術の貢献

(1) 石原孟、山口敦、藤野陽三：2003 年台風 14 号による風力発電設備の被害とシミュレーションによる強風の推定．土木学会誌．Vol.88、2003、p.45-48.

(2) NEDO 再生可能エネルギー技術白書第 2 版、2014 年、第 3 章風力発電
http://www.nedo.go.jp/content/100544818.pdf

(3)資源エネルギー庁、電力調査統計、発電所数・出力
http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/results.html

６．３　CDM・JCM プロジェクトにおける土木技術の貢献

（１）CDM・JCM について

CDM・JCM は２．１．３に記載したとおり、先進国と途上国が共同で温室効果ガス排出削減事業を実施し、その削減分を投資国（先進国）が自国の目標達成に利用できる制度をいう。先進国にとっては、排出削減量（または吸収増大量）に基づいて発行されたクレジットを自国の目標達成に利用できる。一方、途上国にとっては、再生可能エネルギーの利用による温室効果ガス排出削減と CDM・JCM プロジェクトの実施を通じた技術移転の機会が得られる。

（２）CDM・JCM プロジェクトにおける土木技術の貢献

これまでに土木技術者が国内外で蓄積した技術力とノウハウを活かすことにより、CDM・JCM プロジェクトにおけるエネルギー土木技術の貢献が期待される。

水力や風力など再生可能エネルギーに関する CDM･JCM プロジェクトはエネルギー土木技術者が貢献している分野である。ここでは、自然条件及び発電計画等により獲得できる炭素クレジット量が大きく影響される。従って、水文・気象・地形等自然条件の分析・評価、設備レイアウト及び発電計画策定技術等が重要となる。これらは、従来の発電所開発において土木技術者が主体となって携わり培ってきた技術・ノウハウであるため、CDM・JCM プロジェクト開発における技術的評価に貢献できると考えられる。

また、炭素クレジットを獲得するまでには、２．１．３に記載の手続が必要とされる。中でも、投資国及びホスト国による承認における契約締結に向けた相手国政府との交渉においては、発電所建設に際しての官庁・利害関係者等との許認可・申請手続及び折衝等において培った経験・ノウハウ（説明能力、柔軟な対応力等）が活かされると考えられる。

これらの活動の中で、有効化審査に必要な PDD（プロジェクト設計書）作成は新しい業務であり、専門的な知識・技術が必要とされ、実務経験を通じた専門能力の開発により CDM･JCM プロジェクト推進へのさらなる貢献が可能であると考えられる。

下記に参考となる事例を紹介する。

- e7 ブータンマイクロ水力 CDM プロジェクト(1)
- ベトナム　ソンマック小水力発電所 CDM プロジェクトの概要(2)
- 処分場発生ガスの回収・有効利用による CDM 事業への取り組み(3)
- 東南アジアにおける海外プロジェクトおよび電気事業の実態調査－CDM 案件・IPP 案件(4)
- ベトナム国ムンフム水力 CDM プロジェクト(5)

参考文献

６．３　CDM・JCM プロジェクトにおける土木技術の貢献

(1) 村上嘉謙：e7 ブータンマイクロ水力 CDM プロジェクト、電力土木、319 号、pp.139-141,2005 年 9 月
(2) 高橋修・板井雅之・嶋田祥一：ベトナム ソンマック小水力発電所 CDM プロジェクトの概要、電力土木、326 号、pp.88-92、2006 年 11 月
(3) 小澤一喜・曽根佑太・阪東浩造：処分場発生ガスの回収・有効利用による CDM 事業への取り組み、電力土木、332 号、pp.97-101、2007 年 11 月
(4) 霜垣勝：東南アジアにおける海外プロジェクトおよび電気事業の実態調査－CDM 案件・IPP 案件－、電力土木、334 号、pp.173-178、2008 年 3 月
(5) 樺山圭輔・有村研一・Ha Ngoc Tuan：ベトナム国ムンフム水力 CDM プロジェクト、電力土木、363 号、pp.24-27、2013 年 1 月

以　上

1.2 で述べたように、COP21 が開催され、新たな法的枠組みである「パリ協定」が採択されたことによって、省エネ、エネルギー効率の向上とともに再生可能エネルギーの開発について途上国を支援する意義が明確になった。世界銀行でもパリ協定を受けて 2016 年 4 月、途上国による再生可能エネルギー30 ギガワット（1 億 5,000 万世帯への電力供給が可能）の提供支援を盛り込んだ 2020 年までの計画を発表している(1)。途上国の現状と日本が行っている支援の概要を 2016 年 1 月 27 日に開催された土木学会での講演会「再生可能エネルギー開発の海外展開－JICA の取り組み」における鈴木薫氏（JICA 産業開発・公共政策部参事役）の講演(2)から紹介する。

表 7-1 に示したように、支援を必要としている BOP、すなわち経済的ピラミッドの底辺にあたる、一人あたり国民所得 3,000 ドル以下の国々はアジア、アフリカ地域に集中している。BOP の国々では図 7-1 のように GDP が低いと電化率も低いという傾向がある。BOP の人口は４０億人、電気のない生活をしている人は１３億人と推定されている。中所得国、高所得国には経済発展に伴って石炭火力発電へのニーズが高い国もあり、非化石エネルギーへの転換を支援する必要がある。実際、我が国は図 7-2 のようにエネルギー分野で多くの途上国支援を行っており、今後も積極的な貢献が期待されている。

表 7-1　途上国の国民所得水準
出典：JICA 鈴木薫氏講演資料(2)

ﾄﾞﾙ/cap	アジア	アフリカ	その他	
50,000	日本(46,760)		米国(51,703) 英国(39,160)	OECD諸国 G8
30,000	韓国(22,588) マレーシア(10,344)	ガボン(11,942)	露国(14,302) ブラジル(11,358) トルコ(10,526)	◎高所得国 BRICS G20 幸福度(<15,000
10,000	モルディブ(6,363) 中国(6,071) タイ(5,391)	南ア(7,525) アルジェリア(5,582)	アゼルバイジャン(7,450) ペルー(6,525)	SATREP 中進国の罠 (3,000-6,000)
5,000	インドネシア(3,593) モンゴル(3,627)	ボツワナ(4,461) エジプト(3,111)	ジョルダン(4,878)	○中所得国 自動車
3,000	ブータン(2,912) ベトナム(1,763) インド(1,500) ラオス(1,379)	ガーナ(1,622) ザンビア(1,462)	ボリビア(2,514)	BOP 2輪車 家電
1,000	カンボディア(925) ミャンマー(868) バングラデシュ(797) ネパール(690)	ケニア(966) タンザニア(682) ルワンダ(681) シエラレオネ(615)		△低所得国 LED照明 携帯電話 貧困の罠
500		エチオピア(489) マラウィ(250)		◇脆弱国 ｷｬﾊﾟｼﾃｨの罠 正当性の罠

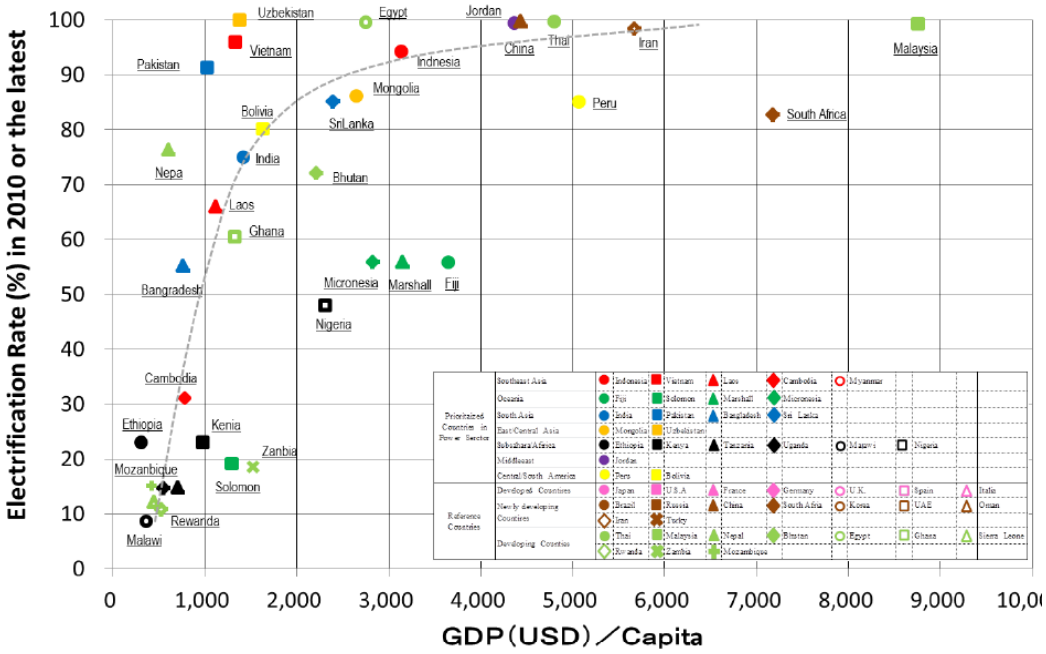


図 7-1　国民所得と電化率の相関関係

出典：JICA 鈴木薫氏講演資料[2]

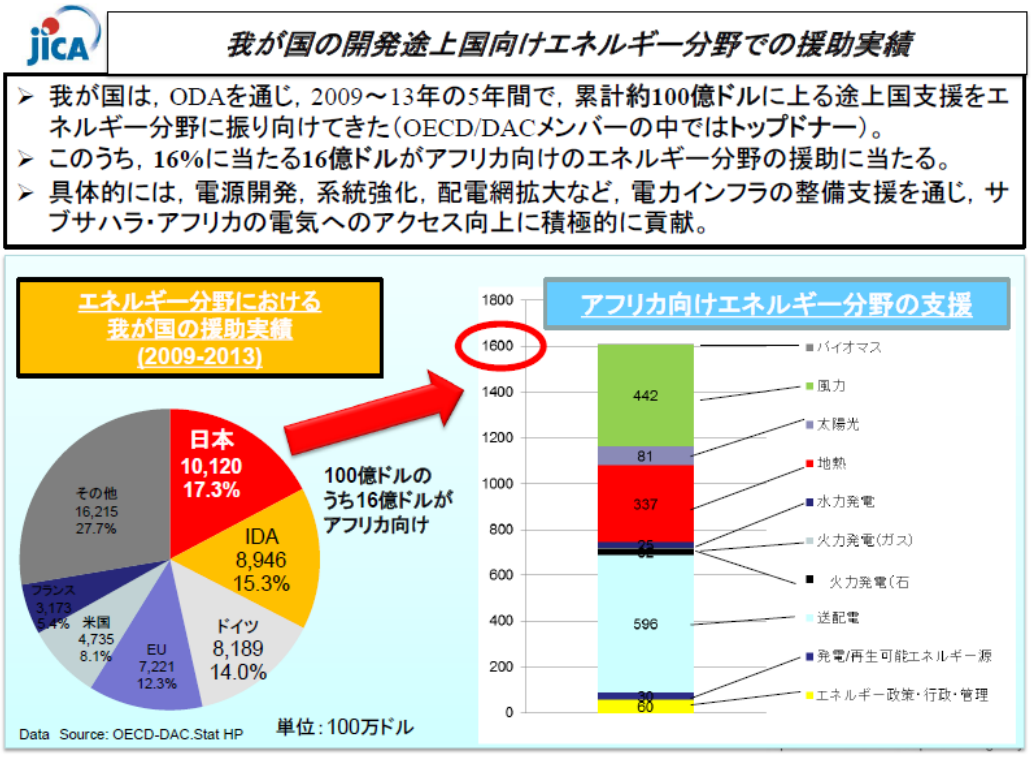


図 7-2　我が国の開発途上国向けエネルギー分野での援助実績

出典：JICA 鈴木薫氏講演資料[2]

本章では途上国のエネルギー事情と再生可能エネルギー開発の現状を紹介する。ただし、外務省は図 7-3 のような危険情報を発出していて、西アジア、アフリカ北部の

多くの国・地域がレベル 4（退避勧告）、あるいはレベル 3（渡航中止勧告）になっており、治安の回復が最優先課題となっている。そこで、ここでは治安が安定している東アジア、海面上昇の危機に直面している大洋州地域、ならびにアフリカの地熱地帯の国々を取り上げる。このうち、2017 年 1 月現在で、インドネシア、バングラデシュ、フィリピン、ベトナム、タイ、ラオス、カンボジア、ミャンマー、モルディブ、パラオ、ケニア、エチオピアがＪＣＭパートナー国[(3)]となっている。また、本章の最後に、世界銀行などの環境社会配慮政策を紹介する。

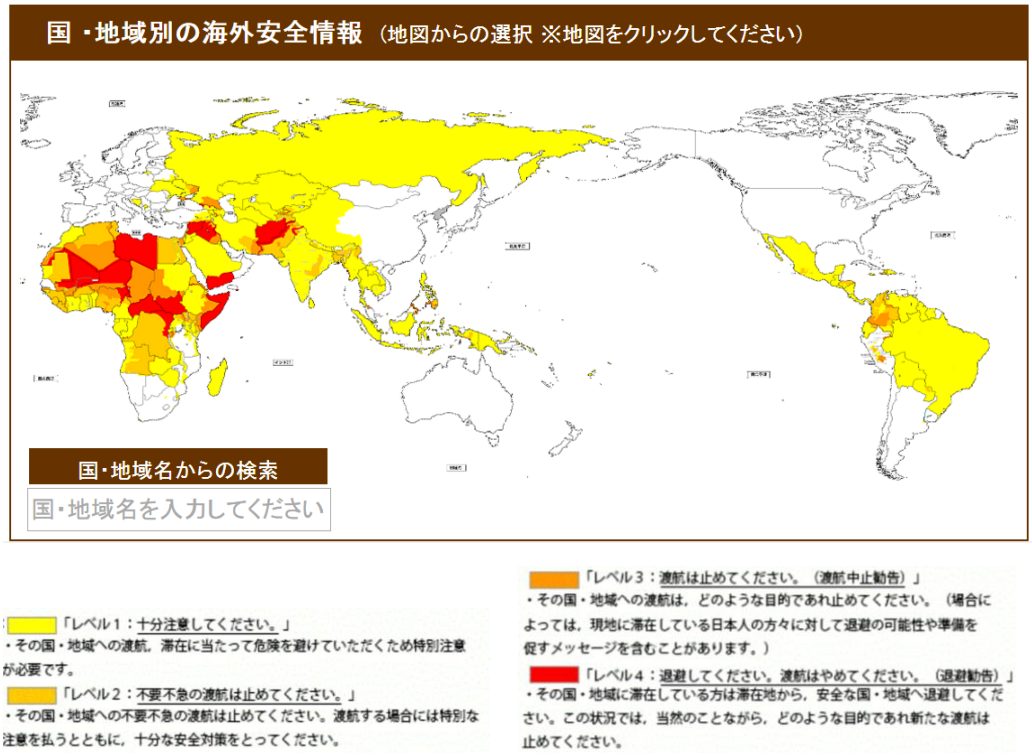


図 7-3　外務省海外安全ホームページの危険情報発出状況（2016 年 8 月 30 日時点）

参考文献

(1) 世界銀行東京事務所ＨＰ：世界銀行グループ、気候変動の新行動計画を発表、2016 年 4 月 17 日
http://www.worldbank.org/ja/news/press-release/2016/04/07/world-bank-group-unveils-new-climate-action-plan
(2) 鈴木薫：エネルギー分野における JICA の海外協力の取り組み、土木学会エネルギー委員会環境技術小委員会講演会「再生可能エネルギー開発の海外展開-JICA の取り組み-」資料、2016 年 1 月 27 日
(3) 経済産業省ＨＰ：二国間クレジット制度の最新動向、平成 29 年 1 月
http://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/1701_JCM_JP.pdf

７．１　中国

７．１．１　国の概要

中国はアジア大陸東部の東経 73～135 度・北緯 18～54 度（南沙群島を除く）にまたがり、人口では世界第 1 位、国土面積では世界第 3 位の大国である（表 7.1-1、図 7.0-1）。

地形は西高東低で、国土面積の約 67%が山地・高原・丘陵、残りが盆地と平原である。西部には平均標高 4000m 以上で世界最高峰チョモランマ（エヴェレスト）を含むチベット高原があり、東部には東北・華北・長江中下流等の平原がある。気候は、国土の平面的・標高的な広がりを反映して多様であり、気温的には熱帯から亜寒帯まで、年降水量的には 800mm を超える湿潤区域から 200mm 未満の乾燥区域までが存在する。これらの気候風土の組合せに応じて多様な植生が成立し、世界有数の生物多様性が保たれている。

中国は豊富な天然資源を有するが、人口も膨大であるため、国民 1 人当りの資源量は必ずしも豊富ではない。たとえば中国は世界で最も河川数の多い国の一つであり、流域面積約 180 万 km^2 の長江を始めとして、流域面積 1000km^2 以上の河川が 1500 以上ある。しかし国民 1 人当りの淡水資源量は約 2200m^3/年で、世界平均の 24.7%である。(2)

表７．１－１　中国の一般概要

出典：一般財団法人 海外電力調査会. 海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版（下巻）(1)

国名	中華人民共和国
面積	960 万 km^2
人口	13 億 4,735 万人(2011 年、台湾、香港、マカオを除く)
首都	北京
言語	漢語･チベット語系諸言語にチワン語、苗傜語など。
宗教	仏教、キリスト教、イスラム教、チベット仏教など
民族	漢民族が人口の 9 割以上。55 の少数民族は全人口の 8.49%
政治体制	社会主義国家
通貨	人民元 1 元=14.14 円(2013 年初)
国内総生産	7 兆 2,981 億米ドル(2011 年)
1 人当たりの 国民総所得	4,930 米ドル(2011 年)

図７．１－１　中国概観図(3)

出典：外務省．中国

７．１．２　エネルギー政策の概要

（１）一次エネルギー消費

エネルギー需要は、1990 年代からの高い実質経済成長率とともに、国民の生活水準の向上に伴って急増している。

表７．１－２は一次エネルギー消費量と燃料別の割合を示したものである。2012 年の一次エネルギー消費総量は 36.2 億トン標準炭である。エネルギー別の構成は、石炭 67.1%、石油 18.4%、天然ガス 5.3%、水力と原子力、風力※1 などその他エネルギー9.2%である。(1)

※１「海外諸国の電気事業」による電力と石炭換算係数 lkWh 当たり標準炭 0.122 キログラム。

表７．１－２　一次エネルギー消費量

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

年	総量 (億トン標準炭)	エネルギー別割合(%)			
		石炭	原油	天然ガス	水力・風力・原子力
1980	6.0275	72.2	22.7	3.2	4.0
1985	7.6682	75.8	17.1	2.2	4.9
1990	9.8703	76.2	16.6	2.1	5.1
1995	13.1176	74.6	17.5	1.8	6.1
1996	13.5192	73.5	18.7	1.8	6.0
1997	13.5909	71.4	20.4	1.8	6.4
1998	13.6184	70.9	20.8	1.8	6.5
1999	14.0569	70.6	21.5	2.0	5.9
2000	14.5531	69.2	22.2	2.2	6.4
2001	15.0406	68.3	21.8	2.4	7.5
2002	15.9431	68.0	22.3	2.4	7.3
2003	18.3792	69.8	21.2	2.5	6.5
2004	21.3456	69.5	21.3	2.5	6.7

2005	23.5997	70.8	19.8	2.6	6.8
2006	25.8676	71.1	19.3	2.9	6.7
2007	28.0508	71.1	18.8	3.3	6.8
2008	29.1448	70.3	18.3	3.7	7.7
2009	30.6647	70.4	17.9	3.9	7.8
2010	32.4939	68.0	19.0	4.4	8.6
2011	34.8002	68.4	18.6	5.0	8.0
2012	36.1700	67.1	18.4	5.3	9.2

（2）エネルギー生産

表７．１－３は一次エネルギー生産量である。2012 年の生産量は 33.3 億トン標準炭である。全生産量に占める石炭の割合は 75%前後で推移しているが、原油については、1980 年に 20%以上あったが 2009 年に 10%を割り込み、2012 年には 8.9%となった。対照的に再生可能エネルギー※2 と原子力の割合が 90 年代から着実に増加し、2012 年には 10.1%となった。

※2 中国では、水力は規模の大小に関係なく再生可能エネルギーとして分類される。

中国はエネルギー資源が豊富で、化石燃料の総埋蔵量は約 4 兆トン標準炭で世界第 3 位となっている。

再生可能エネルギーのうち水力については、理論包蔵水力 6 兆 1,900 億 kWh で、経済的に開発可能な包蔵水力は約 1 兆 7,600 億 kWh で、世界第 1 位である。風力資源は約 16 億 kW で、そのうち開発可能なものは約 2 億 5,300kW とされている。(1)

表７．１－３　一次エネルギー生産量

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版（下巻）(1)

年	総量 (億トン標準炭)	エネルギー別割合(%)			
		石炭	原油	天然ガス	水力・風力・原子力
1980	6.3735	69.4	23.8	3.0	3.8
1985	8.5546	72.8	20.9	2.0	4.3
1990	10.3922	74.2	19.0	2.0	4.8
1995	12.9034	75.3	16.6	1.9	6.2
1996	13.3032	75.0	16.9	2.0	6.1
1997	13.3460	74.2	17.2	2.1	6.5
1998	12.9834	73.3	17.7	2.2	6.8
1999	13.1935	73.9	17.3	2.5	6.3
2000	13.5048	73.2	17.2	2.7	6.9
2001	14.3875	73.0	16.3	2.8	7.9
2002	15.0656	73.5	15.8	2.9	7.8
2003	17.1906	76.2	14.1	2.7	7.0
2004	19.6648	77.1	12.8	2.8	7.3
2005	21.6219	77.6	12.0	3.0	7.4
2006	23.2167	77.8	11.3	3.4	7.5
2007	24.7279	77.7	10.8	3.7	7.8

2008	26.0522	76.8	10.5	4.1	8.6
2009	27.4619	77.3	9.9	4.1	8.7
2010	29.6916	76.6	9.8	4.2	9.4
2011	31.7987	77.8	9.1	4.3	8.8
2012	33.3300	76.6	8.9	4.4	10.1

（3）エネルギー政策

a. 概要

国のエネルギー部門を所管する国家能源局は 2013 年 1 月下旬、「エネルギー発展第十二次 5 ヵ年計画」（国発(2013)第 2 号、以下「エネルギー十二・五計画」）を発表した。これは、2015 年末までのエネルギー基本計画である。

「エネルギー十二・五計画」では、次の基本方針が示されている。

1）エネルギー消費量について、増加量と総量について制限を設け、省エネ社会を目指す。

2）国産エネルギー資源の備蓄システムを構築して供給を保障するとともに対外依存度をできるだけ抑える。

3）天然ガスなどの比較的クリーンな化石エネルギーと　非化石エネルギーの割合を拡大し、クリーンコールテクノロジーを積極的に導入する。

4）生態環境保全に配慮したエネルギー資源の開発利用。

5）市場原理に基づくエネルギー価格制度を確立し、エネルギー事業の持続可能な発展を促進する。

6）基礎科学と先端技術分野で、創造力のある人材を育成しエネルギー関連の技術力を高める。

7）エネルギー分野の新しい国際秩序を確立して、海外諸国とのウインウインの関係を築く。

8）都市部と農村部のエネルギー発展を統一的に計画し、エネルギー貧困地域を解消する。

以上を踏まえ、2015 年末時点でエネルギー総消費量を 40 億トン標準炭以下、消費電力量を 6 兆 1,500 億 kWh 以下に抑え、単位 GDP 当たりのエネルギー消費量を 2010 年比 16%削減するとしている。(1)

b. 再生可能エネルギーの位置付け

1）再生可能エネルギーの認定範囲

１．３．２（4）のとおり、中国の「再生可能エネルギー法」で定義される再生可能エネルギーは、風力、太陽エネルギー、水力、バイオマスエネルギー、地熱エネルギー、海洋エネルギー等の非化石エネルギーである。揚水発電以外の水力発電は、規模にかかわらず再生可能エネルギーに含められる。(1)

2）再生可能エネルギーの開発方針

①「第十一次５ヵ年計画」期間の動向

再生可能エネルギーの基本法である 2005 年 2 月の「再生可能エネルギー法」が 2006 年 1 月に施行され、再生可能エネルギーの開発･導入･普及を図るための基本的な枠組みが整備された。

この法律の主なポイントは、(1) 電網企業※3 に対して再生可能エネルギー発電による電力の全量買取義務を課したこと (2) 卸電気料金は政府の認可制とすること (3) 電網企業の負担分は小売電気料金に転嫁できること等である。なお、施行に当たっては細則も整備された。(1)

※3 国家電力公司から分割された、送配電および小売を行う企業。

国家発展改革委員会（発改委）は 2007 年 9 月、「再生可能エネルギー中長期発展計画」を発表した。ポイントは、一次エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの比率を 2020 年に 15%にするということ、発電事業者に対する強制割当制度（RPS）が明記されたことである。RPS は、500 万 kW 以上の発電設備容量を保有する発電事業者に一定割合の再生可能エネルギー発電設備容量（水力を除く）の保有を義務付けるというものである。その割合は、2010 年に事業者が保有する発電設備容量の 3%、2020 年に同じく 8%となっている。

風力開発量については、「再生可能エネルギー中長期発展計画」では 2010 年までに 500 万 kW とされたが、2008 年 3 月に発表された「再生可能エネルギー発展第十一次 5 ヵ年計画」では、1,000 万 kW に上方修正された。

「再生可能エネルギー中長期発展計画」と「再生可能エネルギー発展第十一次 5 ヵ年計画」で示された再生可能エネルギーの開発目標をまとめると表７．１－４のとおりである。(1)

表７．１－４　再生可能エネルギー開発目標(2008 年 3 月)

出典：一般財団法人 海外電力調査会. 海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版（下巻）(1)

	2005 年(実績)	2010 年目標	2010 年実績	2020 年目標
エネルギー消費全体に占める再生可能エネルギー比率	7.50%	10%		１５%
総発電電力量に占める再生可能エネルギー発電量の比率(水力を除く)	－	１%	2.8%	３%
水力発電設備容量	1.17 億 kW	1.9 億 kW	2.1 億 kW	3 億 kW
風力発電設備容量	126 万 kW	1,000 万 kW(注)	3,100 万 kW	3,000 万 kW
バイオマス発電設備容量	200 万 kW	550 万 kW	550 万 kW	3,000 万 kW
太陽光発電設備容量	7 万 kW	30 万 kW	80 万 kW	180 万 kW

(注)「再生可能エネルギー中長期発展計画」では 500 万 kW.

②「第十二次５ヵ年計画」期間の見通し

国家エネルギー局は 2012 年 8 月、2011～2015 年の 5 年間における再生可能エネルギーの取り組みについて、「再生可能エネルギー発展第十二次 5 ヵ年計画」を発表した。この計画は今後とも伸びていくと見られるエネルギー

需要、石油をはじめとする輸入依存度の高いエネルギーの安定供給、環境保全などの課題に適切に対応するために 2015 年までの目標と目標達成のための措置等を規定したものである。政府は、この計画により、一次エネルギーに占める非化石エネルギーの割合を 2015 年に 11.4%、2020 年には 15%とし、エネルギーの供給不足の緩和と環境汚染の軽減を実現するとしている。計画に示された開発目標を表７．１－５に示す。

また、再エネ種別ごとに重点プロジェクトが掲げられている。表７．１－６に開発重点プロジェクトを示す。

中央政府は再エネ産業を戦略的新興産業と位置付け、全力で推進する方針を示している。「再エネ十二・五計画」に掲げられた開発目標を達成するために 2015 年までの投資額は 1 兆 8,000 億元(23.4 兆円、1 元=13 円）と見込まれ、経済を刺激する効果が期待できるとされる。(1)

表７．１－５　2015 年までの再生可能エネルギー開発目標

出典：一般財団法人 海外電力調査会. 海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

(内容	開発規模		年間生産量		標準炭換算
	数量	単位	数量	単位	(万トン/年)
発電	39,400	万 kW	12,030	億 kWh	39,000
・水力(揚水含まない)	26,000	万 kW	9,100	億 kWh	29,580
・系統接続風力	10,000	万 kW	1,900	億 kWh	6,180
・太陽光発電	2,100	万 kW	250	億 kWh	810
・バイオマス発電	1,300	万 kW	780	億 kWh	2,430
うち、農林バイオマス発電	800	万 kW	480	億 kWh	1,500
メタンガス発電	200	万 kW	120	億 kWh	370
ゴミ焼却発電	300	万 kW	180	億 kWh	560
ガス			220	億 m^3	1,750
・メタンガス利用者	5,000	万戸	215	億 m^3	1,700
・工業有機廃水メタンガス	1,000	力所	5	億 m^3	50
熱、冷房供給					6,050
・太陽熱温水器	40,000	万m^2			4,550
・太陽熱ストーブ	200	万台			
・地熱利用					1,500
うち、冷暖房供給	58,000	万m^2			
給湯	120	万戸			
燃料					1,000
・バイオ成形燃料	1,000	万トン			500
・バイオエタノール	400	万トン			350
・バイオメタノール	100	万トン			150
合　計					47,800

表７．１－６　開発重点プロジェクト(2012 年 8 月)

出典：一般財団法人 海外電力調査会. 海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

項目	開発規模、内容	開発地域
1.大規模水力基地	1,000 万 kW 級の大規模水力発電所群を 10 ヵ所建設	1.重点地域 金沙江中・下流、雅鞏江、大渡河、瀾滄江中・下流、黄河上流、雅魯蔵布江中流など 2.新規開発地域 金沙江上流、瀾滄江上流、怒江
2.大規模風力発電基地	1,000 万 kW 級風力ファーム	河北省、内蒙古自治区東部・西部、甘粛省酒泉市、新疆ウイグル自治区哈密市、吉林省、黒龍江省、江蘇省、山東省
3.洋上風力	モデルプロジェクトの建設を通じて、技術進歩と設備製造能力の向上を図る	江蘇省、山東省、河北省、上海市、広東省、浙江省　等の沿海部
4.太陽光発電基地	・数カ所太陽光発電基地を建設 ・水力・太陽光・風力の相互補完システムを数カ所構築	甘粛省、青海省、新疆ウイグル自治区
5.バイオマス代替燃料	・村でのメタンガス利用の普及 ・大型バイオガス化とガス供給 ・余剰メタンガスを利用した発電 ・荒廃地を開墾して非食糧バイオ液体燃料の原料となる作物を栽培するモデル農地を建設する。自動車用燃料として供給 ・バイオ成型燃料について、生産と貯蔵、流通、利用法を整備する。都市部では熱供給、農村部では炊事と暖房用として利用できるようにする	都市部と農村部、荒廃地のある地域
6.グリーンエネルギーモデル県	・グリーンエネルギー利用体系の整備 ・農林業廃棄バイオ資源の合理的な開発と利用により生産と生活が必要とするエネルギーの利用条件を改善 ・中小型再生可能エネルギー利用施設を開発して小さい町の電力、ガスおよび熱等エネルギー需要を満たす	再生可能エネルギー資源の豊富な地区、農村部、山間部の村、小都市
7.新エネモデル都市	太陽光、バイオマス、地熱等を都市部の工業団地で利用	再生可能エネルギー資源が豊富で、環境規制が厳しく、比較的経済が発展している都市にある工業団地
8.マイクログリッドモデル	マイクログリッドを建設して、風力、太陽光、水力と蓄電装置を組み合わせた新しい給電システムを構築	資源が豊富な地区

c. 再生可能エネルギー開発に係る環境政策

中央政府は 2007 年 6 月、気候変動問題に対する具体的な取り組みを盛り込んだ「気候変動国家方案」を発表した。この中で、気候変動問題は先進国の責任が大きく、中国を含む発展途上国が温暖化対策を講じるには、先進国の資金援助や技術協力が不可欠であるという基本的な認識が示されている。

気候変動対策と省エネ汚染物質の排出削減対策の方針・対策の制定、計画の管理等を実施するため、首相をトップとする「国家気候変動対応・省エネ汚染物質排出指導グループ」が 2007 年 7 月に設置された。

2009 年 11 月に開催された COP15 の席上、中国は次の 4 項目を発表した。

1）省エネ強化、エネルギー利用率向上によって、2020 年に単位 GDP 当たりの CO_2 排出量を 2005 年比 40～45%削減すること

2）再生可能エネルギーと原子力を発展させ、2020 年時点で一次エネルギー消費量に占める非化石エネルギーの割合を 15%前後にすること

3）2020 年には、森林面積を 2005 年より 4,000 万 ha 増やし、森林による CO_2 吸収量を大幅に増加させること

4）環境経済を発展させ、エコ技術の研究と普及を推進すること

「十二・五計画」では、主要汚染物質である、SO_2 と化学的酸素要求量の排出総量を、2015 年までに 2010 年比 8%削減という目標が掲げられた。具体的には、二酸化硫黄の排出総量を 2010 年の 2,267.8 万トンから 2,086.4 万トンに、化学的酸素要求量を 2010 年の 2,551.7 万トンから 2,347.6 万トンに削減するというものである。

表７．１－７は 2011～2015 年の環境主要指標である。(1)

表７．１－７　2011～2015 年の環境主要指標

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)　一部割愛

指標	2010 年	2015 年	2010 年比増減率
化学的酸素要求量排出量(万トン)	2,551.7	2,347.6	**－8%**
アンモニア排出量(万トン)	264.4	238	－10%
二酸化硫黄排出量(万トン)	2,267.8	2,086.4	**－8%**
窒素酸化物排出量(万トン)	2,273.6	2,046.2	－10%

７．１．３　再生可能エネルギーの種別の現状と展望

（１）水力発電

a. 現況

1946～1947 年に国民党政府資源委員会のもとで計算された理論包蔵水力は 1 億 4,919 万 kW であった。1955 年の調査は全国 1,598 河川を対象に行われ，理論包蔵水力は 5 億 8,326 万 kW となった※1。

1977～1980 年に行われた，1 万 kW 以上の出力を有する 3,019 河川を対象とした調査では，500kW 以上の発電所について，理論包蔵水力 6 億 7,600 万 kW、技術的開発可能量 3 億 7,850 万 kW(500kW 以上の発電所数 1 万 1,000 ヵ所余り)，経済的開発可能量 2 億 9,410 万 kW となった。

その後、3,886 河川について改めて調査が行われ、その結果が 2005 年に公表された、表７．１－８は、省別の包蔵水力で、500kW 以上の発電所について、全国の理論包蔵水力 6 億 9,440 万 kW、技術的開発可能量 5 億 4,164 万 kW、経済的開発可能量 4 億 179 万 kW である。技術的開発可能量については、前回調査より 1 億 6,300 万 kW 増加し、発電所数は 13,310 ヵ所余りで前回に比べ 1.5 倍以上となった。

水力資源の分布は、東部では少なく、経済が比較的立ち遅れている西部 12 省※2 に全体の 80%以上が集中している。技術的開発可能量が最も多い省は四川省で技術的開発可能量は 1 億 2,000 万 kW で、省内を流れる金沙江とその支流である雅礱江、大渡河の 3 河川だけで約 9,800 万 kW ある。次いで多いのが、チベット自治区の 2 億 kW で、区内を流れる雅魯蔵布江※3 には約 1 億 1,000 万 kW

の包蔵量がある。チベットの技術的開発可能量のうち既開発率は 0.4%で、今後の開発余地が非常に大きい。また、金沙江、瀾滄江、怒江が流れる雲南省には 1 億 kW の包蔵量がある。なお、経済が発達し電力需要量の大きい、東部沿岸部にある 10 省(遼寧省、北京市、天津市、河北省、山東省、江蘇省、浙江省、上海市、広東省、福建省)の水力資源量は、全体の約 5%を占めるにすぎない。

表 7．１－9 は、河川別(第三次調査結果)包蔵水力である。河川別の水力資源の分布状況を見ると、大河川とその支流に集中しており、金沙江※4、雅礱江、大渡河、瀾滄江、烏江、長江上流部、南盤江・紅水河、黄河上流部、黄河中流、湖南省西部、福建・浙江・江西、東北および怒江を 13 大水力発電基地※5 と称している。この 13 地域の技術的開発可能量の総量は、全技術的開発可能量の 50.9%を占める。特に金沙江中下流部には 5,580 万 kW、長江上流部本流に 3,320 万 kW、雅礱江、大渡河、瀾滄江および怒江については、それぞれ 3,000 万 kW 以上、黄河上流部には 2,000 万 kW 超の技術的開発可能量がある。また、烏江、南盤江・紅水河の技術的開発可能量はいずれも 1,000 万 kW 以上である。

図 7．１－2 は、建国年である 1949 年からの水力発電所設備容量の変遷である。建国当初 36 万 kW に過ぎなかったものが、2008 年末には、その約 480 倍にあたる 1 億 7,260 万 kW※6 と世界一の規模になっている。

1993 年に着工した三峡水力発電所(発電設備容量 2,250 万 kW)は、約 16 年の年月をかけ、2012 年に完成した。現在、三峡水力発電所に続く、中・大型発電所の建設計画が目白押しで、国家目標である「2020 年時点で 3 億 kW」をクリアするのは難しい問題ではないと考えられる。今後は、金沙江、雅礱江、瀾滄江、黄河上流等で大型水力の集中的な開発が行われることになっている。また、これまでほとんど手付かずのチベット自治区では、雅魯蔵布江(技術的開発可能量 6 億 7,849 万 kW)の開発が本格化する兆しを見せている。

建国当初までは、農村部の電源の一つとして、小水力発電所(農村水力発電所ともいう)が積極的に開発されてきた。中国初の水力発電所は、1912 年に雲南省・昆明市郊外を流れる螳螂川上流部に建設された石龍壩水力発電所(設備容量は 480kW (240kW x 2 基))である。以後、全国各地で小水力発電所が開発され、中華人民共和国の建国年である 1949 年には、水力発電所の全設備容量は 16.3 万 kW、年間発電電力量は約 12 億 kWh の規模で、そのうち 500kW 以下の小水力発電所は 33 ヵ所、設備容量は 3,634kW であった。

小水力の定義については、時期によってその定義が変化しており、建国当初は 500kW 以下を指していたが、現在では 5 万 kW 以下を小水力と称している。

2008 年末の小水力発電所の設備容量は、5,100 万 kW(年間発電電力量 1,600 億 kWh)で、全発電設備容量の 6.4%、全水力発電所設備容量の約 30%を占め、今後も、年間 250 万 kW のペースで開発される計画となっている。

なお、小水力発電に関する監督官庁は水利部で、2020 年時点の小水力発電所の設備容量目標値を 7,500 万 kW と設定している。(1)

※1 1995 年の公表値は 5 億 4,442 万 kW であったが、 1998 年に 5 億 8,326 万 kW に修正された。

※2 雲南省、貴州省、四川省、重慶市、陝西省、甘粛省、寧夏自治区、青海省、新疆ウイグル自治区、広西チワン族自治区、内蒙古自治区、チベット自治区。

※3 雅魯蔵布江は、バングラデシュに入りブラマプトラ川になる国際河川である。

※4 河口から四川省・宜賓(Ylbin)市までを長江、宜賓市から上流の長江本流を金沙江と呼ぶ。

※5 怒江を除いて、12 大水力発電基地という場合もある。

※6 2009 年 11 月末現在、水力発電設備容量は 1 億 8,765 万 kW.

表７．１－８　省別の包蔵水力

出典：一般財団法人 海外電力調査会. 海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

	省区市	理論包蔵量		技術的開発可能量			経済的開発可能量		
		年間発電電力量（億 kWh）	最大出力（MW）	発電所数（カ所）	最大出力（MW）	年間発電電力量（億 kWh）	発電所数（カ所）	最大出力（MW）	年間発電電力量（億 kWh）
1	京津冀	199	2,275	179+1/2	1,751	37	104+1/2	1,253	25
2	山西	494	5,635	169+7/2	4,020	121	149+7/2	3,974	119
3	内蒙古	509	5,812	103+10/2	2,625	73	82+10/2	2,567	72
4	遼寧	178	2,031	200+3/2	1,767	60	171+3/2	1,729	59
5	吉林	301	3,440	188+14/2	5,116	118	157+14/2	5,042	115
6	黒龍江	664	7,582	166+11/2	8,162	238	111+11/2	7,227	212
7	上海、江蘇	152	1,738	22	58	1.7	14	22	0.7
8	浙江	538	6,137	1,070+4/2	6,644	161	1,067+4/2	6,613	161
9	安徽	274	3,122	157	1,074	30	144	996	27
10	福建	941	10,742	1,031+4/2	9,980	353	1,027+4/2	9,698	345
11	江西	426	4,858	533	5,163	171	448	4,162	138
12	山東	102	1,170	50	64	1.6	37	51	1.3
13	河南	412	4,707	214+3/2	2,881	97	137+3/2	2,726	91
14	湖北	1,507	17,205	704+2/2	35,541	1,386	649+2/2	35,356	1,380
15	湖南	1,163	13,270	967+2/2	12,021	486	769+2/2	11,350	458
16	広東	532	6,069	1,051	5,401	198	970	4,879	178
17	海南	74	842	85	761	21	82	711	20
18	広西	1,545	17,641	821+5/2	18,914	809	759+5/2	18,575	795
19	四川	12,572	143,515	1,992+27/2	120,040	6,122	1,836+19/2	103,271	5,233
20	重慶	2,012	22,964	421	9,808	446	323	8,196	378
21	貴州	1,584	18,086	574+27/2	19,488	778	448+26/2	18,981	752
22	雲南	9,144	104,386	769+27/2	101,939	4,919	729+25/2	97,950	4,713
23	チベット	17,639	201,358	333+5/2	110,004	5,760	191	8,350	376
24	陝西	1,119	12,769	343+6/2	6,623.8	222	312+6/2	6,502	217
25	甘粛	1,304	14,887	310+11/2	10,625	444	195+10/2	9,009	370
26	青海	1,916	21,874	229+12/2	23,140	913	170+8/2	15,479	555
27	寧夏	184	2,103	10＋1/2	1,458	59	10+1/2	1,458	59
28	新疆	3,344	38,179	518	16,565	713	495	15,671	683
計		60,829	694,400	13,286+28/2	541,640	24,740	11,653+27/2	40,1795	17,534

(注 1) 京津冀:北京市と天津市、河北省.

(注 2) ・最大出力、年間発電電力量は、小数点第 1 位を四捨五入.

・発電所数欄の××/2 は、2 つの省にまたがる発電所が××カ所あることを意味する.

表７．１－９　河川別の包蔵水力

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

水系名	理論包蔵量		技術的開発可能量			経済的開発可能量		
	最大出力 (MW)	年間発電電力量 (億 kWh)	最大出力 (MW)	年間発電電力量 (億 kWh)	発電所数 (カ所)	最大出力 (MW)	年間発電電力量 (億 kWh)	発電所数 (カ所)
長江	277,808	24,336	256,273	11,879	5,748	228,319	10,498	4,968
黄河	43,312	3,794	37,343	1,361	535	31,648	1,111	482
珠江	32,237	2,824	31,228	1,354	1,757	30,021	1,298	1,538
海河	2,830	248	2,030	48	295	1,510	35	210
淮河	1,054	92	599	18	165	546	16	123
東北地方	16,607	1,455	16,821	465	644+26/2	15,729	434	510+26/2
東南沿海部	20,275	1,776	19,075	594	2,588+1/2	18,648	581	2,532+1/2
西南部国際河川	98,517	8,630	75,015	3,732	609+1/2	55,594	2,684	532
チベット	160,214	14,035	84,664	4,483	243	2,596	120	130
北方内陸、新疆自治区	41,479	3,634	18,472	806	712	17,174	756	616
計	694,400	60,829	541,640	24,740	13,286+28/2	401,795	17,534	11,653+27/2

(注)・各河川の本流と支流を含めた開発量である．

・最大出力、年間発電電力量は、小数点以下第１位を四捨五入．

・発電所数欄の××/2 は、2 つの省にまたがる発電所が××ヵ所あることを意味する．

・東北地方：黒龍江、松花江、遼河、鴨緑江、大洋河、図們江、綏芬河、その他小河川．

・東南沿海部:山東半島の諸河川、銭塘江、浙江省東・南部の沿海諸河川、閩江、福建省東・南部の沿海諸河川、韓江、広東省東部沿海諸河川、広東省西部・広西チワン自治区南部沿海諸河川、海南省諸河川．

・西南部国際河川：瀾滄江(メコン川)、怒江、紅河、伊洛瓦底江．

・チベット:雅魯蔵布江、察隅曲、丹龍曲、西巴霞曲、朋曲、その他内陸河川(“曲”チベット特有の河という意味)．

・北方内陸、新疆自治区：(北方内陸)柴達木水系、青海湖水系、疏勒河水系、黒河水系、石羊河水系、その他小河川．新疆自治区の諸河川．

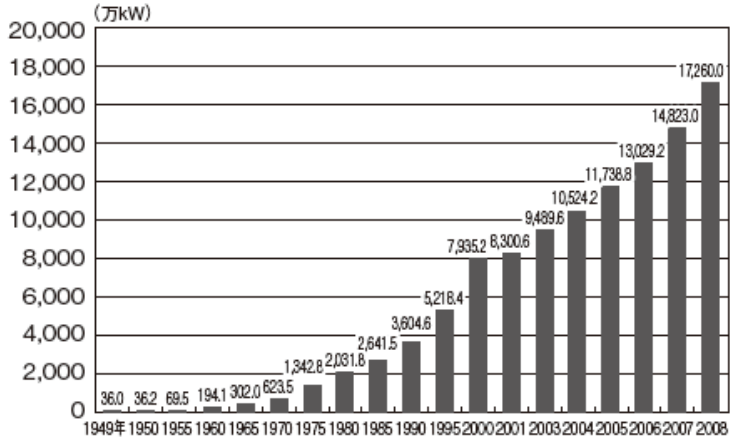


図７．１－２　水力発電所設備容量の変遷

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

b．展望

2015 年までに水力発電所 7,400 万 kW(小規模水力 1,000 万 kW、揚水 1,300 万 kW を含

む) を新規に運開し、1.6 億 kW(そのうち、揚水 4,000 万 kW)分の発電所建設工事を着工する。 2015 年末時点の水力発電設備容量を 2.9 億 kW(一般水力 2.6 億 kW、揚水 3,000 万 kW)とし、技術的に開発可能な水力包蔵量に占める一般水力の開発割合を 48%とする。 2015 年時点の地区別の計画を表７．１－１０に示す。

2020 年には、全国の水力発電設備総容量を 4.2 億 kW(一般水力発電設備容量 3.5 億 kW、揚水発電設備容量 7,000 万 kW)とし、2015 年までに着工する水力発電所の重点プロジェクトについて、一般水力発電所を表７．１－１１、揚水発電所を表７．１－１２にそれぞれ示す。(1)

表７．１－１０　地区別の水力開発目標(2015 年末時点))

出典：一般財団法人 海外電力調査会. 海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

項目	西部地区	中部地区	東部地区	合計
一般水力発電設備容量(万 kW)	16,700	5,900	3,400	26,000
一般水力発電設備総容量に占める割合(%)	64	23	13	100
水力資源開発率(%)	38	90	90	－
揚水発電設備(万 kW)	130	800	2,070	3,000

表７．１－１１　一般水力の重点プロジェクト

出典：一般財団法人 海外電力調査会. 海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

流域	発電所名
１金沙江	白鶴灘(1,305)、烏東徳(870)、龍盤(420)、梨園(240)、阿海(200)、龍井口(180)、魯地拉(216)、観音岩(300)、叶巴灘(198)、拉哇(168)、蘇洼龍(116)、昌波(106)、旭龍(222)等
2.瀾滄江	如美(210)、古学(156)、古水(260)、烏弄龍(99)、里底(42)、托巴(125)、黄登(190)、大華橋(90)、苗尾(140)、糯扎渡(585)、橄欖壩(15.5)等
3.大渡河	双江口(200)、金川(86)、安寧、巴底(78)、丹巴(200)、猴子岩(170)、黄金坪(85)、硬梁包(120)、枕頭壩Ⅰ(72)、枕頭壩Ⅱ (23)、沙坪Ⅱ (34.8)、安谷(77.2)等
4.黄河上流	門堂(37.5)、寧木特(106)、瑪爾擋(1,250)、茨哈峡(200)、羊曲(120)、班多(99)等
5.雅礱江・怒江本流	両河口(300)、牙根Ⅰ級(21.4)、牙根Ⅱ級(99)、孟底溝(170)、楊房溝(220)、汞拉(106)等；松塔(360)、馬吉(420)、亜碧羅(160)、賽格(100)等
6.雅魯蔵布江中流	大古、街需(51)、加査(36)等
7.その他河川	長江小南海(200)、漢口句陽(32)、新集(12)、第二松花江豊満再建(160)、烏江白馬(52.5)、龍灘２期(210)、帕隆蔵布忠玉(78)、庫瑪拉克河大石峡(60)、開都河阿仁薩很托亥水力(42)等

(注)(　)内数字は、発電設備容量の計画値(単位:万 kW).

表７．１－１２　揚水発電所の重点プロジェクト

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

区域電網	省・市・区	発電所名	発電設備容量(万 kW)
東北電網	黒龍江省	荒溝	120
	吉林省	敦化	140
	遼寧省	桓仁	80
華北電網	河北省	豊寧１期	180
		豊寧２期	180
	山東省	文登	180
西北電網	寧夏回族自治区	中寧	60
	新疆ウイグル自治区	阜康	120
	甘粛省	粛南	120
	陝西省	鎮安	140
華東電網	江蘇省	馬山	70
		句容	135
	浙江省	寧海	140
		天荒坪第二	210
	安徽省	績渓	180
	福建省	廈門	140
華中電網	河南省	天池	120
	重慶市	蟠龍	120
	湖北省	上進山	120
内蒙古西電網	内蒙古	錫林浩特	80
南方電網	広東省	深圳	120
		梅州	120
		陽江	120
	海南省	瓊中	60
合　計			3,135

（２）風力発電

表７．１－１３は、風力発電設備容量(据付けベース)の推移である。設備容量は 2005 年以降、前年比倍増のペースで伸びており、2012 年末時点で 7,532 万 kW となっている。

開発は順調に進んでいるものの、風力発電の拡大に伴ういくつかの矛盾点が顕在化している。主なものは、次のとおりである。

a. 再生可能エネルギーの無秩序な開発、電網整備計画に適応しない乱開発
b. 再生可能エネルギー発電の電網連結卸電力価格と費用の分担メカニズムの不完全
c. 卸電力優遇単価や全量買取制度等の関連優遇政策の運用面での不備

中でも大きな問題は、「送電線制約による再生可能エネルギー発電の系統連系不能」の問題である。このため、再生可能エネルギーの開発促進、普及促進を行っていくにあたり、ボトルネックとなる送電線制約問題を解消し、国情に合った合理的な再生可能エネルギー政策を推進するという目的で、発改委は 2009 年 12 月

再生可能エネルギー法の改正案を公布、2010 年 4 月 1 日から施行した。改正法のポイントは 2 点ある。一つは、送配電企業による再生可能エネルギー発電電力の全量買取の前提となる「最低卸料金制度」の設定（第十四条）にあたって国家電力監管委員会の関与を深めるという方向性が示されていることである。もう一つは「再生可能エネルギー発展専門基金」への政府関与の強化（第二十条、二十四条）で、従前の再生可能エネルギー賦課金に加え、国家財政特別資金を注入し政府基金の性格を持たせたことである。

表７．１－１４は、据え付けられた風力発電設備容量に対する系統連系された設備容量の割合をまとめたものである。 2008 年に据付けを完了した風力発電機容量は 1,215 万 kW であったが、系統接続した容量は 839 万 kW で、据付ベースの総容量の 69%の水準に止まった。再生可能エネルギー法が改正された 2010 年には 66.1%と、改正による効果が出るまでにはしばらく時間がかかると考えられる。

発改委は 2009 年 7 月、「風力発電卸電気料金政策の完備に関する通知」を発表、風力発電による電力の卸料金を 4 分類し、地区別に 0.51～0.61 元/kWh(約 7～8 円/kWh)に定めた(表７．１－１５)。

政府は、表７．１－１６にあるように全国 5 省(河北省、内蒙古自治区、吉林省、甘粛省、新疆ウイグル自治区)に、1,000 万 kW 級の大規模な風力発電基地を 2020 年までに 6 ヵ所建設するという計画を立てている。甘粛省では既に 2009 年 8 月に建設工事が始まっている。

2005 年に制定された「風力ファーム建設管理要求の通知」では、国内の風力発電所に設置する発電機器は国産化率 70%以上が条件とされていたが、2009 年 12 月にこの規定は撤廃された。これは、近年の風力発電設備の急増に伴って、国内メーカーの製品が確実にシェアを伸ばし、技術力、生産力の面で海外メーカーに比べて引けを取らないようになったという自信の表れである。

「再生可能エネルギー発展第十二次 5 ヵ年計画」では、2015 年と 2020 年における風力発電の開発目標が示されている（表７．１－１７)。それによると、2015 年末時点で、送電系統に連系される風力発電設備容量を 1 億 kW、年間発電電力量を 1.900 億 kWh、2020 年には、2 億 kW、3,900 億 kWh にするとされている。また、洋上風力発電所の開発を積極的に進め、2015 年末時点の設備容量を 500 万 kW、2020 年には 3,000 万 kW にする計画となっている。(1)

表７．１－１３　風力発電の導入量(据付けベース)

出典：一般財団法人 海外電力調査会. 海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

年	据え付け量 (MW)	対前年増加率	累積据え付け量 (MW)	累積導入台数 (台)
2000	77.3		341.1	
2001	41.7	－46.05%	381.2	814
2002	66.3	58.99%	447.5	910
2003	98.3	48.27%	545.8	1,042
2004	196.9	100.31%	742.7	1,291
2005	506.9	157.44%	1,249.6	1,863
2006	1,287.6	154.01%	2,537.2	3,311
2007	3,311.3	157.17%	5,848.5	6,468
2008	6,153.7	85.84%	12,002.2	11,600
2009	13,803.2	124.31%	25,805.4	21,729
2010	18,928.0	37.13%	44,733.4	34,485
2011	17,630.9	-6.85%	62,364.3	45,894
2012	12,959.9	-26.49%	75,324.2	53,764

表７．１－１４　据え付けられた風力発電設備容量に対する系統連系された設備容量の割合

出典：一般財団法人 海外電力調査会. 海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

	据え付け完了の設備容量(A) (万 kW)	系統連系した設備容量(B) (万 kW)	系統連系済みの設備の割合 (B/A)
2008 年	1,215	839	69.0%
2009 年	2,500	1,613	64.5%
2010 年	4,473	2,956	66.1 %

表７．１－１５　風力発電による電力の卸料金

出典：一般財団法人 海外電力調査会. 海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

分類	標準卸電気料金 (元/kWh)	対象地区
Ⅰ類区	0.51	**内蒙古自治区**：赤峰市、通遼市、興安盟、呼倫貝爾市を除くその他地区：**新疆ウイグル自治区**：烏魯木斉市、伊犁哈薩克族自治州、昌吉回族自治州、克拉瑪依市、石河子市
Ⅱ類区	0.54	**河北省**：張家口市、承徳市；**内蒙古自治区**：赤峰市、通遼市、興安盟、呼倫貝爾市：**甘粛省**：張掖市、嘉峪関市、酒泉市
Ⅲ類区	0.58	**吉林省**：白城市、松原市；**黒龍江省**：鶏西市、双鴨山市、七台河市、綏化市、伊春市、大興安嶺地区：**甘粛省**：張掖市、嘉峪関市、酒泉　　一市を除くその他地区：**新疆ウイグル自治区**：烏魯木斉市、伊犁哈薩克族自治州、昌吉回族自治州、克拉瑪依市、石河子市を除くその他地区：**寧夏回族自治区**　－
Ⅳ類区	0.61	工類、Ⅱ類、Ⅲ類区を除く他地区

表７．１－１６　各地方政府の大規模風力発電開発計画

出典：一般財団法人 海外電力調査会. 海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

(単位:万 kW)

区域		計画容量		備考
		2015 年まで	2020 年まで	
合計		9,841	17,429	
河北省	小計	1,078	1,653	2015 年まで　陸地 1,033 万 kW 感潮帯および近海 45 万 kW 2020 年まで　陸地 1,573 万 kW 感潮帯および近海 70 万 kW
	承徳市	320	403	
	張家口市	713	1,170	
	秦皇島市		20	
	唐山市	20	35	
	滄州市	25	25	
内蒙古自治区東部	小計	1,321	2,081	
	呼倫貝爾	140	180	
	興安同盟	170	390	
	通遼市	520	755	
	赤峰市	491	756	
内蒙古自治区西部	小計	1,795	3,839	
	阿拉善同盟	110	150	
	巴彦淖爾	255	340	
	包頭市	200	370	
	オルドス	10	70	
	シリンホト	571	1,284	
	烏蘭察布市	639	1,614	
	フフホト市	10	11	
吉林省	小計	1,012	2,132	
	松原市	185	750	
	白城市	777	1,177	
	四平市	50	205	
江蘇省	小計	716	1,278	2015 年まで　陸地 256 万 kW 感潮帯および近海 460 万 kW 2020 年まで　陸地 333 万 kW 感潮帯および近海 945 万 kW
	塩城	454	839	
	南通	262	439	
甘粛省	小計	1,217	2,191	
	酒泉	1,217	2,191	
新疆ウイグル自治区	小計	480	1,080	
	ハミ市	480	1,080	
山東省	小計	717	1,243	2015 年まで　陸地 429 万 kW 感潮帯および近海 288 万 kW 2020 年まで　陸地 673 万 kW 感潮帯および近海 570 万 kW
	濱州市	126	233	
	東営市	100	170	
	煙台市	310	502	
	濰坊市	65	120	
	威海市	78	108	
	青島市	26	83	
	日照市	12	27	

[出典] 海外諸国の電気事業

表７．１－１７　風力発電の開発目標

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

(単位:万 kW)

類別	開発地域	新規運開	2015 年	2020 年
大型風力発電の開発地区	河北省	720	1,100	1,600
	内蒙古自治区東部	420	800	2,000
	内蒙古自治区西部	670	1,300	3,800
	甘粛省	950	1,100	2,000
	新疆ウイグル自治区	900	1,000	2,000
	吉林省	400	600	1,500
	江蘇省沿海	450	600	1,000
	山東省沿海	600	800	1,500
	黒龍江省	400	600	1,500
	小計	5,510	7,900	16,900
その他地区	山西省	450	500	800
	遼寧省	270	600	800
	寧夏回族自治区	230	300	400
	その他地区	420	700	1,100
	小計	1,370	2,100	3,100
合　計		6,830	10,000	20,000

（３）太陽エネルギー

中国では、太陽光発電は配電線の敷設が困難な辺境の未電化地域への電力供給源としても有効であると考えられている。

中国内初の本格的な太陽光発電所（規模:205kW）が、2007 年に内蒙古のオルドスで運開した。2008 年末時点の太陽光発電の累計導入量は 15 万 kW（日本の 7%）にすぎなかった。しかし、国内には広大な砂漠があり、太陽光発電の開発余地が大きく、「再生可能エネルギー中長期発展計画」では 2010 年に 30 万 kW、2020 年に 180 万 kW という目標が打ち出されている。

中国の太陽電池メーカー（LDK、サンテックなど）は世界的に注目されている。2008 年末の中国の太陽光パネルの生産量は 200 万 kW（世界全体の 30%を占める）であるが、そのうちの 98%が輸出され、国内で使われることがほとんどなかった。このため政府は、技術力と資金力のある優良企業の研究開発を支援して、国内における太陽光発電の普及を進めようとしている。

発改委は 2009 年初めに「太陽光発電一体型屋根普及計画」（以下「普及計画」）を、同年 7 月に「金太陽モデルプロジェクト実施に関する通知（以下「通知」）を公布した。「通知」では、300kW 以上の太陽光発電プロジェクトに補助金を支出することが盛り込まれた。

また、発改委は 2011 年 8 月 1 日、「太陽光発電卸電気料金政策の補完に関する通知」を公布し、太陽光発電の卸電気料金(発電事業者から送電事業者へ売る料金)を全国大で固定価格とした。具体的には、チベット自治区以外ではプロジェクトの進捗時期によって kWh あたり 1.0～1.15 元、チベット自治区でのプロジェクトについては進捗時期に関係なく kWh 当たり 1.15 元にそれぞれ設定された。

「再生可能エネルギー発展第十二次 5 ヵ年計画」では、2015 年末時点で、太陽エネルギーを利用した発電設備容量を 2,100 万 kW(太陽光発電 1,000 万 kW、太陽熱発電 100 万 kW、分散型太陽光発電システム 1,000 万 kW(系統接続とオフグリッドの合計))、太陽熱温水器の集熱版の総面積を 4 億 m² にするという目標となっている。2020 年には、太陽光発電設備容量を 5,000 万 kW、太陽熱温水器の集熱板の総面積を 8 億 m² にするとされる(1)。表７．１－１８に太陽光発電の開発目標を示す。2015 年の目標 2,100 万 kW に対して、2015 年末の累積設置容量は速報値で 4,158 万 kW とされている（4）。

表７．１－１８　太陽光発電の開発目標

出典：一般財団法人 海外電力調査会. 海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

(単位:万 kW)

年	2010 年実績	2015 年		
		設備容量	開発重点地区	2020 年設備容量
1. 太陽エネルギー発電	45	1,100		2,300
太陽光	45	1,000	青海、甘粛、新疆ウイグル、内蒙古、チベット、寧夏回族、陝西、雲南の各省と華北、東北の適切な地区に系統連系された太陽光発電所を建設。結合大型水力や風力発電基地と連携して太陽光発電所を建設。	2,100
太陽熱	0	100	日照条件が良好、水資源が豊富で利用可能な広大な土地があるところで開発する。	300
2. 分散型太陽光発電システム	41	1,000	東部地区の工業団地、経済開発区、大型公共施設等で屋根設置タイプの太陽光発電設備を設置する。チベット、青海、甘粛、陝西、新疆ウイグル、雲南、四川等にある辺境地区と島嶼地区では、系統に連系されない太陽光発電所の建設、戸別の太陽光発電設備の設置を進め、送電系統のない地区での無電化状態を解決する。都市部での照明、交通信号等に系統連系された太陽光発電の電気を使うようにする。	2,700
計	86	2,100		5,000

（4）バイオマス、地熱、海洋エネルギー

発改委は 2010 年 7 月、「バイオマス発電電力価格政策の修正案」を発表、新規開発されるバイオマス発電所の卸価格を一律 kWh 当たり 0.75 元と規定した。それまでは、個別案件ごとによる卸価格が決められていた。

「再生可能エネルギー発展第十二次 5 ヵ年計画」では、2015 年にバイオマスの年間利用量を 5,000 万トン標準炭に相当する量とし、バイオマス発電設備容量を 1,300 万 kW、メタンガスの年間消費量を 220 億 m³、バイオマス成型燃料の年間消費量を 1,000 万トン、バイオ燃料エタノールの年間消費量を 350 万～400 万トン、バイオメタノールと航空バイオ燃料の年間消費量を 100 万トンにするとされている。

地熱については、2015 年に年間 1,500 万トン標準炭に相当する量とし、地熱発電設備容量 10 万 kW、浅い地層にある地熱エネルギーを利用した冷暖房供給面積を 5 億 m² とする目標となっている。

海洋エネルギーについては、表７．１－１９に示す賦存量があるとされる。「エネルギー十二・五計画」では、海洋エネルギーが豊富にあり、かつ電力需要が見込める島に海洋エネルギーと風力、太陽光発電、蓄電装置を一体とするモデル発電所を設置し、産業用と生活用の電力を供給し、島内の経済が活性化するようにする。潮汐発電所については、潮の満ち引きの条件が発電に適した地点で、1 万～2 万 kW 級の発電設備を設置し、基本的には送電系統に連系させる。 2015 年末時点で、海洋エネルギーを利用した発電設備容量を 5 万 kW にするとされている。(1)

表７．１－１９　海洋再生エネルギーの賦存量

出典：中国政府门戸网站(2013) "中国地理概况".(2)

分類	賦存量
潮汐発電	中国の海岸の農村部には、小型ダムによる設備容量 200～1000kW の潮汐発電所を設置し得る海湾・河口が 242 箇所あり、その総設備容量は 126MW、年間発生電力量では 3.1 億 kWh である。 大規模潮汐発電の開発可能地点は 24 箇所、総設備容量 21,793MW、年間発生電力量では 624.4 億 kWh である。
波力発電	理論平均効率で換算すると 12,852MW となる。
潮流発電	130 水道における賦存量を理論平均効率で換算すると 13,949MW となる。

参考文献

７．１　中華人民共和国

(1)　一般財団法人　海外電力調査会.
海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版（下巻）第 19 章　pp.131-166.

(2) 中国政府门戸网站(2013) "中国地理概况". 中国概况. 中华人民共和国中央人民政府 Web サイト, （主に 7.1.1）　http://www.gov.cn/test/2005-05/25/content_17358.htm

(3)　外務省．中国　http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/china/

(4) 海外電力調査会ＨＰ https://www.jepic.or.jp/data/global10.html

７．２　インド

７．２．１　国の概要

インドは、世界第 2 位の人口、世界第 7 位の国土面積を有する南アジア最大の国家である（表 7.2-1)。国土の大部分がインド洋に突き出た半島であり、最北部のヒマヤラ高山帯、北部・中部に跨るガンジス河流域である温帯のヒンドスタン平原、世界有数の多雨地域である北東部のブラマプトラ川流域、南部の熱帯のデカン高原、また北西部には乾燥帯を有し、気候帯は多岐に及び、年降水量も 1 万 mm 以上から 100mm 以下まで大きな差がある。モンスーンの影響により降雨の多くが雨季に集中する傾向にある。

インドは 1947 年 8 月 15 日の独立後、1950 年に憲法が施行されて議会制民主主義が導入され、世界最大の民主主義国家となっている。政体としては連邦共和制を採用しており、多民族・多言語・多宗教の国民が 28 の州と 7 の連邦直轄地（UT：Union Territory)に生活している（図７．２－１)。インドの政治制度の特徴は、地方の権限が強いことである。英国植民地化で連邦型政治が導入され、中央・州間の権限分割が行われたが、次第に州の権限が強化され、1992 年の憲法改正以来、州の下位区分である地方自治体(Panchayat)の役割も大きくなってきた。(1)

表７．２－１　インドの一般概要

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版（下巻）(1)

国名	インド共和国
面積	328 万 7,263km²
人口	12 億 5,835 万人(2012 年推定)
首都	ニューデリー
言語	公用語はヒンディー語。補助公用語は英語。地方公用語 21
宗教	ヒンズー教 80.5%、イスラム教 13.4%など(2001 年)
民族	インド･アーリア系 72%、ドラビダ系 25%など
政治体制	連邦共和制。首相が実質的な権力者
通貨	ルピー 1 ルピー= 1.6 円(2013 年初)
国内総生産	1 兆 8,480 億米ドル(2011 年)
1 人当たりの国民総所得	1,410 米ドル(2011 年)

(注1) インドの行政単位は28州と7つの中央政府直轄地から構成される. 本稿では、5大連系区分に沿って、便宜上、5つの地域に分けた.

北部地域	西部地域	東部地域	南部地域	北東部地域
①ジャンムー・カシミール	⑧グジャラート	⑬ビハール	⑱アンドラプラデシュ	㉒アッサム
②ヒマチャルプラデシュ	⑨マディヤプラデシュ	⑭ジャルカンド	⑲カルナタカ	㉓ナガランド
③ウッタラカンド	⑩チャッティスガル	⑮西ベンガル	⑳タミルナドゥ	㉔メガラヤ
④パンジャブ	⑪マハラシュトラ	⑯オリッサ	㉑ケララ	㉕マニプール
⑤ハリヤナ	⑫ゴア	⑰シッキム		㉖トリプラ
⑥ウッタルプラデシュ				㉗ミゾラム
⑦ラジャスタン				㉘アルナチャルプラデシュ

(注2) 直=中央政府直轄地
(注3) チャンディガルは、中央政府直轄地であるとともにパンジャブ、ハリヤナ両州の州都でもある.
(注4) ダマン、ディウは一部の直轄地を形成.

「出所」筆者作成.

図７．２－１　インドの行政区分

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

７．２．２　エネルギー政策の概要

（１）エネルギー需給

インドは世界人口の 17%以上を抱える大国で、高い経済成長を背景にエネルギーが大量に消費されている。石油については、2009 年に米国、中国、日本に次い

で世界第 4 位の消費国となり、石炭については、中国、米国に次いで世界第 3 位の消費国である。今後は自動車の大衆化が急速に進むと予想され、特に運輸部門においてエネルギー消費量がさらに増加していくと見込まれる。

インドには増大する国内エネルギー需要を賄うための十分なエネルギー資源がないため、石油や石炭、天然ガス等の国産燃料の探査･生産に加え、液化天然ガス（LNG）をはじめとした燃料の輸入により、国内需要に対応している。

国際エネルギー機関（IEA）のデータによれば、2010 年におけるインドの一次エネルギー総供給量のうち、石炭が約 42%を占め、次いでバイオ燃料･ゴミ等 25%、石油 23%、天然ガス 8%、水力 1.4%、原子力 1.0%、地熱・ソーラー等 0.3%となっている(表７．２－２)。原子力の割合はわずかであるが、民生用の国際原子力協定が締結されるなど、今後の利用拡大が見込まれている。

2010 年におけるインドのエネルギー自給率は 74.9%で､個々の資源でみると、石炭 85%、石油 26%、天然ガス 80%となっている。(1)

表７．２－２　エネルギー需給バランス(2010)

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

(単位:石油換算 1,000 トン)

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力	地熱・ソーラー等	バイオ燃料・ゴミ	電力	計
国内生産	244,527	42,847	42,428	6,845	9,840	2,006	170,177	－	518,671
輸入	49,379	183,987	10,295	－	－	－	－	482	244,143
輸出	-2,074	-60,619	－	－	－	－	－	-5	-62,699
国際海上・航空バンカー	－	-3,953	－	－	－	－	－	－	-3,953
在庫変動	-3,473	－	－	－	－	－	－	－	-3,473
一次エネルギー供給	288,359	162,260	52,723	6,845	9,840	2,006	170,177	477	692,689
最終エネルギー消費	75,825	128,340	22,918	－	－	292	168,998	61,118	457,491
産業	62,059	25,784	7,428	－	－	－	29,200	27,643	152,115
運輸	－	51,857	2,301	－	－	－	182	1,151	55,491
家庭	2,924	22,932	24	－	－	－	133,196	13,175	172,250
商業・公共サービス	3,734	－	－	－	－	－	6,420	5,477	15,631
農林業	－	2,910	160	－	－	－	－	11,098	14,168
その他	7,108	－	－	－	－	292	－	2,574	9,974
非エネルギー用途	－	24,857	13,005	－	－	－	－	－	37,862

(注)非商業エネルギーを含む。2010 年のエネルギー自給率は 74.9%。

（２）エネルギー生産

a. 石炭

可採石炭埋蔵量については、米国、ロシア、中国、オーストラリアに次いでインドは世界第 5 位にランクされ、2011 年度末時点の推定埋蔵量は 2,934 億 9,715 万トンである。消費量は世界第 3 位であるが、引き続き世界平均を上回るペースで増加すると見られており、世界の石炭消費量に占める割合は、現状の 8%程度から 2030 年には 14%になると見込まれている。(1)

b. 石油

2011 年末時点での石油の確認埋蔵量は約 57 億バレルで、アジア太平洋地域

では中国、マレーシアに次ぐ埋蔵量を有している。

原油生産量は 2011 年度で 3,809 万トンであり、今後更なる増大が見込まれている。石油の自給率は 26%で、不足分は輸入されている。輸入原油の 70%近くは中東産で、主にサウジアラビアやイランから輸入している。(1)

c. 天然ガス

2011 年末現在、インドの天然ガス確認埋蔵量は約 43.8 兆立方フィート(Tcf)、可採年数は約 27 年である。

生産量は、2011 年にはおよそ 41.5Mtoe で、全世界の 1.4%に過ぎない。主な生産地域としては西部沖合地域のムンバイ・ハイ・コンプレクス、ベンガル湾のクリシュナ・ゴダヴァリガス田等がある。クリシュナ・ゴダヴァリガス田では、2013 年 5 月に新たな大規模ガス層が発見され、今後の生産量増加が期待されている。

対して消費量は、2011 年には 55Mtoe であった。発電と肥料生産部門でインドにおける天然ガス消費の約 69%を占めており、天然ガス需要は発電部門を中心に今後も大幅に増大すると見込まれる。エネルギー源の多様化、エネルギー安全保障の強化と環境保全を追及する国家エネルギー政策において、天然ガスの役割はますます重要になる。(1)

（3）エネルギー政策

a. 概要

2003 年、それまでの電気事業に関連する法律のすべてに優先する法律として「2003 年電気法」が制定され、インドの電気事業は新たな局面を迎えた。同法では、産業発展、競争促進、消費者利益の保護、全土への電力供給、料金形態の合理化、業務の透明・効率化など、電力セクター改革を含むリベラルなフレームワークの構築がうたわれた。後に制定された「国家エネルギー政策(2005 年制定)」と「国家料金政策(2006 年制定)」は、この法律に基づく具体的政策である。

上記制度の主要部分は以下のとおりである。(1)

1）2003 年電気法(The Electricity Act, 2003) (1)

・発電部門（自家発電含む）のライセンスを原則廃止し、自由化する。
・中央セクターおよび州セクターにおいては、政府が送電会社を保有し、送電ネットワークの開発計画と運用に責任を持つ。
・電力調達のセーフガードとして市場からの電力取引が規制委員会により認められる。
・州政府は州電力局（SEB）の構造改革を行う。
・各州に州電力規制委員会（SERC）を設置する。
・農村部、遠隔地では、自立型発電・配電設備の設置を認める。
・村議会等と協力し地方電化を実現する。

2）2005 年国家エネルギー政策（NEP：National Energy Policy) (1)

・5 年後までに全家庭に電力を供給する。
・2012 年までにピーク時供給不足を解消する。
・安定した高品質な電力を低廉かつ適正な価格で供給する。
・１人当たりの使用可能電力量を 2012 年までに 1,000kWh 超にする。
・2012 年までに、家庭 1 件当たり少なくとも 1kWh/日の電力を、生活必需の価値財として供給する。
・電力会社の財務状況を改善して採算がとれるようにする。
・消費者利益を保護する。

3）2006 年「国家料金政策（NTP：National Tariff Policy）」(1)

・電力を適正かつ競争的な価格で提供する。
・電力セクターを営利化し、投資を集める。
・運用面での競争と効率化を促進し、供給の質を高める。
・規制分野における透明性、一貫性、予測可能性を高め、規制リスクを最小化する。

b. 電気事業制度

現在のインドの電気事業は、中央政府管轄か州政府管轄かにかかわらずすべて「2003 年電気法」(2007 年に修正が加えられた）を根拠法とする。よって、中央政府のみならず、州政府が策定する政策、州の電力会社の経営、州規制委員会による規制もすべて「2003 年電気法」に基づいている。

インドの電気事業は中央セクター、州セクター、民間セクターに大別される。中央セクターは全国大の政策立案と複数州にまたがる発･送電事業を行っている。州政府はそれぞれの州内での政策立案と発・送・配電事業を行っている。中央、州にはそれぞれ独立した規制委員会が設置され、料金規制やルール作成、紛争解決などを行っている。州の供給体制は州ごとに異なり、自由化政策のもとで発･送･配電事業が分離された州や送電事業のみが分離された州もあれば、従来どおり州電力局(SEB)の形態を維持したまま発電から配電までを一貫して実施している州もある。これ以外に、インド独立当初から電気事業を営む民間事業者、独立系発電事業者(IPP)などがある(図７．２－２)。(1)

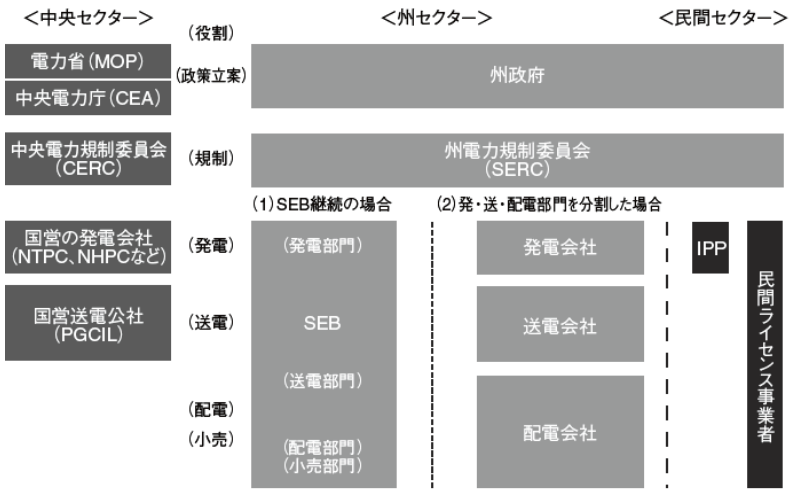


図７．２－２　インドの供給体制

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

1）発電電力量

2011 年度の燃料別発電電力量を図７．２－３に示す。発電電力量は、経済成長に合わせておおむね年率 5%以上増加している。発電電力量の約 8 割を火力発電が占め、なかでも石炭火力が全体の 7 割近い。(1)

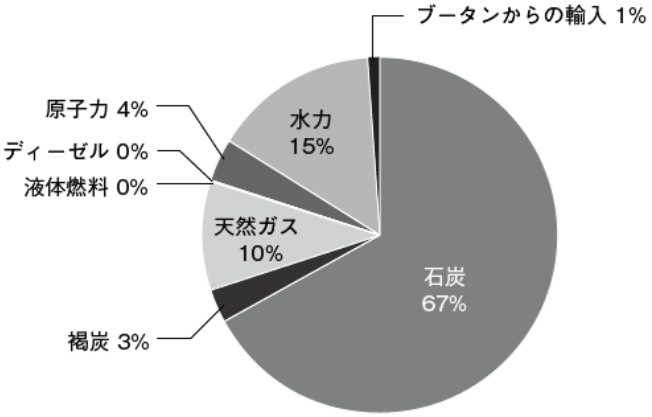


図７．２－３　燃料別発電電力量(2011 年度)

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

2）発電設備

2012 年度末時点の事業者の発電設備容量は 2 億 2,334 万 3,600kW であった(表７．２－３)。電源別内訳は、火力 67.9%、水力 17.7%、原子力 2.1%、再生可能エネルギー12.3%である。近年は再生可能エネルギーの伸びが大きく、2001 年 3 月末の 1.2%から 12.3%にまで上昇している。(1)

表７．２－３　地域別事業者発電設備容量(2012 年度末)

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

(単位:1,000kW)

地域	火力				原子力	水力	再生可能エネルギー	計
	石炭	ガス	石油	計				
北部	32,413.50	4,781.26	12.99	37,207.75	1,620.00	15,467.75	5,589.25	59,884.75
西部	49,257.01	8,988.31	17.48	58,262.80	1,840.00	7,447.50	8,986.93	76,537.23
南部	25,032.50	4,962.78	939.32	30,934.60	1,320.00	11,353.03	12,251.85	55,859.48
東部	23,457.88	190.00	17.20	23,665.08	0.00	3,981.12	454.91	28,101.11
北東部	60.00	1,187.50	142.74	1,390.24	0.00	1,242.00	252.68	2,884.92
島嶼部	0.00	0.00	70.02	70.02	0.00	0.00	6.10	76.12
計	130,220.89	20,109.85	1,199.75	151,530.49	4,780.00	39,491.40	27,541.71	223,343.60

７．２．３　再生可能エネルギーの種別の現状と展望

（１）再生可能エネルギーの導入状況

再生可能エネルギー発電設備(2.5 万 kW 以下の小規模水力を含む)は、2011 年度末現在、総発電設備容量の約 12.3%に相当する約 2,450.3 万 kW であった。「第 12 次五ヵ年計画」(2012～2016 年度)では、発電設備容量をさらに 3,000 万 kW 増強する目標が掲げられている(表７．２－４)。

再生可能エネルギーは、環境対策としてだけではなく、慢性的な電力不足に対する供給力、地方電化の重要手段として位置付けられ、積極的な導入が図られてきた。

インドはデカン高原のある南部や西部を中心に風況に恵まれており、民間資本が主体となって風力発電の開発を進めている。2012 年末時点の導入量は、中国、米国、ドイツ、スペインに次いで世界第 5 位であり、国内風力タービンメーカーであるスズロン･エナジーは世界有数のシェアを占めている。

また、インドは全土で日照条件にも恵まれ、ソーラー発電のポテンシャルも高い。国土の大半で 1 日当たり 5～7kWh/m^2 の日射量があるとされている。 2009 年 11 月に策定された「太陽エネルギー国家計画」では、系統に連系されるソーラー発電設備を 2009 年の約 6,000kW から 2022 年までに 2,000 万 kW に拡大する目標が設定され、3 つの期間に分けて段階的に遂行しようとしている(表７．２－５)。

同計画ではまた、各州の電力規制委員会に対し、太陽光と太陽熱に限定した再生可能エネルギー購入義務制度(ソーラーRPO)の導入を要請している。(1)

表７．２－４　再生可能エネルギー電源開発計画(系統連系分)

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

(単位:1,000kW)

再生可能エネルギー電源	2011 年度末実績	第 12 次五カ年計画(2012～2016 年度)	合計(2016 年度末)
風力	(内訳不明)	15,000	(内訳不明)
小規模水力		2,100	
バイオマス等		2,900	
ソーラー		10,000	
合　計	24,503	30,000	54,503

(注)小規模水力は,2.5 万 kW 以下の水力発電.

表７．２－５　ソーラー発電設備の導入目標

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

(単位:1,000kW)

	第 1 期間(～2012 年度)	第 2 期間(2013～2016 年度)	第 3 期間(2017～2021 年度)
オングリッド	1,100	10,000	20,000
オフグリッド	200	1,000	2,000

（２）再生可能エネルギー利用促進の施策

「2003 年電気法」では、コジェネと再生可能エネルギーの利用促進がうたわれ、州電力規制委員会はコジェネと再生可能エネルギーの利用促進に資する電気料金制度を整備し、配電事業者が調達する再生可能エネルギー電力の割合を定めることなどが規定されている。これらの規定に基づき、再生可能エネルギーの利用促進を図るための様々な政策や施策が整備されてきた(表７．２－６)。

再生可能エネルギーの開発と利用については、再生可能エネルギー省(MNRE：Ministry of New and Renewable Energy)が所管している。また、MNRE の下位組織として、風力技術センター(C-WET)、太陽エネルギーセンター(SEC)、インド再生可能エネルギー開発庁(IREDA)などがあり、研究開発や開発への融資などを行っている。

再生可能エネルギーへの海外からの投資については、100%外資参入や BOO/BOT 方式が認められている。また、国内の会社との合併、海外投資家への株式割り当ても認められている。(1)

表７．２－６　再生可能エネルギー利用促進に関する諸政策・施策

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

年	製作・施策	内容
2005	国家電力政策	・州電力規制委員会は非在来型エネルギーの利用促進のため優遇価格を設定
2006	電気料金政策	・各州電力規制委員会は再生可能エネルギー電力の固定(優遇)買取価格を設定 ・各州電力規制委員会は 2006 年 4 月までに RPS 制度を導入
2006	地方電化政策	・地方電化のため分散型電源として再生可能エネルギーの利用促進
2008	国家気候変動行動計画	・8 項目の重要課題にソーラー発電の推進を盛り込む
2009 (9 月)	再生可能エネルギー固定価格買取制度に関する規則	・系統連系されている 5 種類の再生可能エネルギー(①風力②小規模水力 ③バイオマス④非化石燃料コジェネ⑤太陽光・熱)対象 ・CERC が年度ごとに具体的な買取価格を設定
2009 (11 月)	太陽エネルギー国家計画	・州電力規制委員会に対し太陽光に限定した RPS 制度導入を要請 ・33kV 超の系統に連系する太陽光発電事業者について、火力発電公社子会社の電力取引事業会社(NVVN 社)が CERC の定める固定価格で 25 年間の電力売買契約を締結 ・11 kV 系統に連系する太陽光発電設備の電力(自家消費および余剰電力の全量)について、地域配電事業者が CERC の定める固定価格で購入
2010 (1 月)	再生可能エネルギー購入義務制度(RPO)	・配電会社、発電会社から直接供給を受ける大口需要家、および自家発電設備を持つ需要家に対し、一定割合の再生可能エネルギー調達を義務付ける制度(RPO)がスタート ・全国大の目標は、2012 年時点で 7%(実績値は 5.44%で目標未達)、2020 年までに 15%
	再生可能エネルギー証書(REC)に関する規則	・再生可能エネルギー発電事業者は、電力の環境付加価値を分離し再生可能エネルギー証書(REC)として取引可能 ・証書は太陽エネルギー証書とその他再生可能エネルギー証書の 2 種類 ・CERC の認定電力取引所を通して証書を取引
2010 (2 月)	国家クリーンエネルギー基金の創設	・国内炭および輸入炭に対し 1 トン当たり 50 ルピーを課税、税収を再生可能エネルギーの研究およびプロジェクトに充当
2011 (1 月)	太陽エネルギー購入義務制度(ソーラーRPO)	・前述の RPO のうち、太陽光および太陽熱エネルギーに焦点を当てた制度 ・各州が年度ごとの義務割合を個別に設定 ・全国大の目標値は、2012 年時点で 0.25%、2022 年までに 3%

中央電力規制委員会(CERC)は 2009 年 9 月、再生可能エネルギー固定価格買取制度に関する規則(Terms and Conditions for Tariff Determination from Renewable Energy Sources)を発令し、全国大で同制度が導入された(2012 年度より改定)。

固定価格買取制度の対象となるのは、系統に連系されている以下の 5 種類の再生エネルギー発電である。

①風力(高さ 50m 地点の年間平均風力密度(WPD)200W/m^2 以上)

②2.5 万 kW 以下の小規模水力

③バイオマス(全燃料消費に占める化石燃料の年間平均割合が 5%以下)

④非化石燃料を用いたコジェネ

⑤太陽光・太陽熱

上記以外の新たな再生可能エネルギー(自治体の固形廃棄物プロジェクト等)、本規則の発効以前に運開し売電契約が結ばれていないプロジェクト、開発者がプロジェクトごとの料金を希望する太陽光･太陽熱プロジェクト等は、CERC がプロジェクトごとの料金を設定することとなっている。また、対象電源はマストラン電源(信頼度確保のために定常的な運転を義務付ける電源)として扱われる。た

だし 1 万 kW 以上のバイオマスとコジェネは､インドの系統規則と CERC の規則(2009 年計画外送電に関する規則)に従うことになっている。

固定価格での買取期間は、風力は運開から 13 年間、0.5～2.5 万 kW の小規模水力は 13 年間、0.5 万 kW 以下の小規模水力は 35 年間、バイオマスは 13 年間または 20 年間(方式による)、コジェネは 13 年間、太陽光・太陽熱は 25 年間である。(1)

（３）大規模太陽光発電事例（世界初、太陽光発電で 100%運営する空港）

インド南部、ケララ州のコーチン国際空港は、太陽光発電によって全消費電力を賄う世界初の空港である。空港運営会社は、空港運営に必要な全エネルギー需要を満たすようエネルギー生産を強化する決定をし、2015 年 8 月に運用がスタートした。

本プロジェクトの特徴は以下の通り。

1）空港の一日の消費電力量約 48,000kWh の全てを太陽光発電によって賄う

2）Cochin 空港国際線の貨物専用コンテナ施設周辺用地 45 エーカー（約 18 万 m^2）にソーラーパネル 46,150 枚を設置。

3）プロジェクト費用は約 620 億ルピー（930 万ドル)。投資額の回収期間は 6 年。

4）今後 25 年間で 30 万トン以上の温室効果ガス排出を防止する（300 万本の植林に相当)。

同空港では、日中は、太陽光発電は空港での消費電力以上を発電し、余剰分は送電網を使って売電し、夜間および太陽光が十分でない日は送電網から電気を買い戻す。空港の一日の消費電力量約 5 万 kWh に対し、太陽光での一日の発電電力量は 60,000 kWh 以上であり実質 CO_2 排出はゼロを達成している。(2)

７．２．４　クリーン開発メカニズム（CDM）の実施状況

インドは、クリーン開発メカニズム(CDM：Clean Development Mechanism)事業の受け入れで世界有数の実績を持っている。CDM を所管する役所は環境森林省で、2003 年 12 月に指定国家機関(DNA)として同省内に CDM 庁(NCDMA：National CDM Authority)が設置された。

NCDMA の主な役割は、プロジェクトの評価やホスト国の承認、CDM に関する情報普及の促進などである。

2012 年 11 月現在、国連 CDM 理事会で登録されたインドのプロジェクト案件は 959 件で世界第 2 位、全体の約 19%を占める。959 件のうち 801 案件(約 84%)が、開発途上国のみが関与するユニラテラル･プロジェクトであることが特徴となっている。表７．２－７に登録済みプロジェクトの種類とそれぞれの件数を示す。

2012 年度末現在、NCDMA によって承認済みのプロジェクト件数は 938 件で、そのうちのおよそ 84%にあたる 789 件がエネルギー分野のものとなっている。(1)

表７．２－７　登録済み CDM プロジェクトの種類（2012 年 11 月末現在）

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版（下巻）(1)

プロジェクトの種類	件数	比率
風力発電	360	38%
バイオマス利用	203	21%
水力発電	102	11%
廃ガス・廃熱利用	73	8%
省エネ	87	9%
セメント	17	2%
燃料転換	25	3%
バイオガス	20	2%
メタン回避	15	2%
ハイドロフルオロカーボン(HFC)削減・回避	7	0.7%
N_2O 削減	5	0.5%
その他再生可能エネルギー	31	3%
新規植林・再植林	7	0.5%
メタン回収・利用	2	0.2%
交通	4	0.4%
パーフルオロカーボン(PFC)削減	1	0.1%
合計	959	100%

参考文献

７．２　インド共和国

(1)　一般財団法人　海外電力調査会.
海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版（下巻）　第 22 章　pp.225-258

(2) CIAL: Kochi airport becomes world's first to completely operate on solar power, http://cial.aero/pressroom/newsdetails.aspx?news_id=360

７．３　インドネシア

７．３．１　インドネシア国の概要

表7.3-1にインドネシアの一般概要を示す。インドネシアは，ASEAN 唯一のG20（主要20カ国・地域）のメンバー国として発展を続け，BRICｓ（ブラジル，ロシア，インド，中国）と肩を並べるほどの経済成長を見せている。現在，インドネシアの経済は外需依存度が低く，世界金融危機の影響もアジアの他国に比べ限定的で，近年経済成長率は安定して推移している。日本の2 倍の人口を誇るが，平均年齢29歳（日本46歳）と若く，大きなビジネス市場である。

表７．３－１　インドネシアの一般概要

出典：海外電力調査会．海外諸国の電気事業 第 1 編 2014 年版　下巻(1)

国名	インドネシア共和国
面積	190 万 km^2
人口	2 億 4,477 万人(2012 年推定)
首都	ジャカルタ
言語	インドネシア語（統一言語）。民族言語は 250 以上
宗教	イスラム教、キリスト教、ヒンズー教、仏教
民族	大部分がマレー系。ジャワ、スンダ（西ジャワ）、バタック（北スマトラ）など約 300 の民族。中国系約 3%
政治体制	共和制。大統領が最高責任者
通貨	ルピア 1 ドル＝9,650 ルピア 1 ルピア＝0.009 円 (2013 年初)
国内総生産	8,468 億米ドル(2011 年)
1 人当たりの国民総所得	2,940 米ドル(2011 年)

図7.3-1にインドネシアの国土を示す。スマトラは西海岸に沿ってバリサン山脈が走り、90の火山（うち12は活火山）、多数の山岳湖がある。ジャワは火山性の土壌が肥沃で世界で最も高い人口密度を支えてきた。カリマンタンは活火山がなく、航行可能な河川がいくつか流れ､沿岸平野に沖積土を運んでいる｡スラウェシは南北に走る山がちの島から北東、東、南東に半島が伸びる。イリアンジャヤは3,600mを超える山脈と沼地の多い湿潤な沿岸平野がある。

気温は平地で25℃～30℃だが、内陸の高原や山岳は涼しい。気温が一年中一定しているので、農業の周期は降雨によって決まる。スマトラとカリマンタンの大部分が熱帯雨林気候で年降水量は2,400mm～3,600mmだが、オーストラリアに近い小スンダ列島などは乾燥している。

図７．３－１　インドネシアの国土　（出典：外務省ＨＰに加筆）

主要な送電系統はジャワ・バリ、スマトラ、スラウェシ、カリマンタンの各島で独立しており、さらにスラウェシ、カリマンタン島内は南北あるいは東西に分断されている。（図 7.3-2）

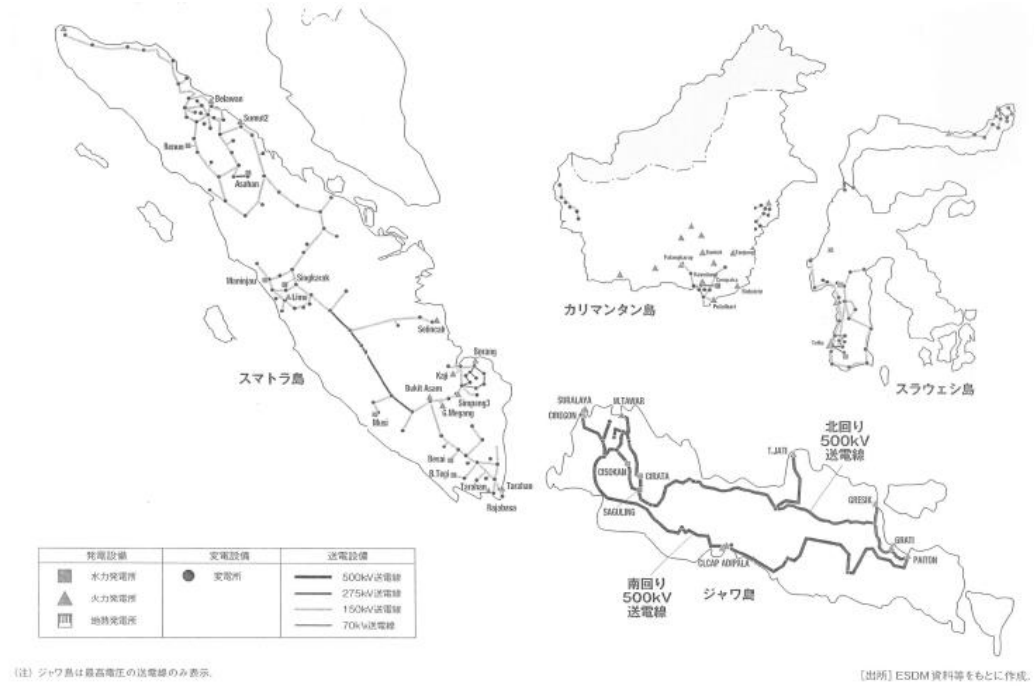


図７．３－２　インドネシアの送電系統概要（2012 年）

海外諸国の電気事業 第 1 編 2014 年版　下巻 (1)

７．３．２　再生可能エネルギーの概要[2]

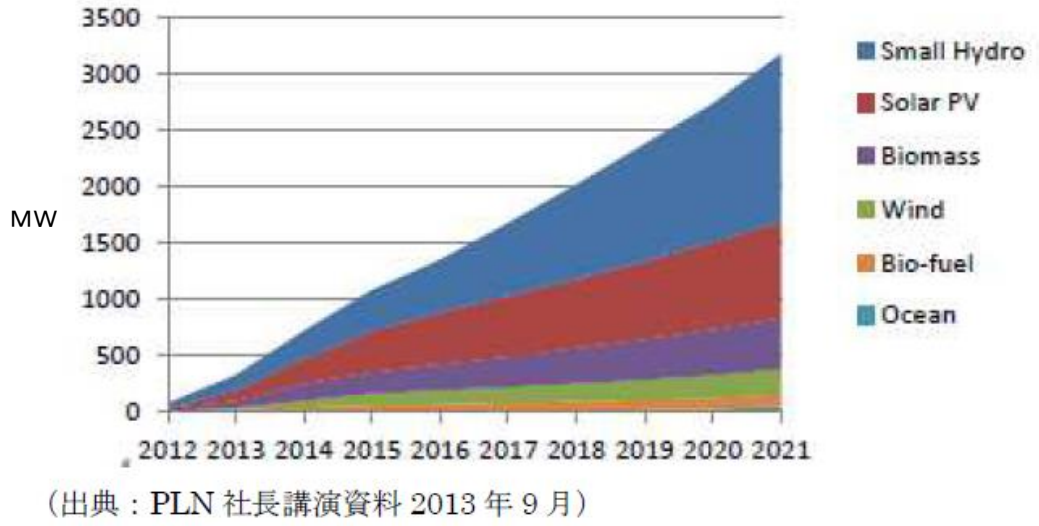
エネルギー法（2007）によれば，インドネシアにおける再生可能エネルギーの定義は，地熱，水力，バイオマスエネルギー，太陽光，風力，海洋エネルギーといった，継続的に産出されるエネルギーである。一方，新エネルギーは，石炭液化，炭層メタン，石炭ガス化，原子力，水素，その他メタンといった，新技術によって産出されるエネルギーである。エネルギー鉱物資源省によるとインドネシアの再生可能エネルギーの優先順位は，①地熱，②水力，③バイオマス，④太陽光と考えているとのことである。

政府の再生可能エネルギー導入目標としては，PLN（インドネシア国有電力会社）が小規模再生可能エネルギー（10MW 以下）開発計画として，表７．３－２、図７．３－３のようなロードマップを作成している。

表７．３－２　ＰＬＮの再生可能エネルギー開発のロードマップ①
出典：島本和明、インドネシアの電力事情[2]

No	Renewable Energy Type/technology	Unit	Years										Total
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
1	Small Hydro	MW	40	99	113	112	101	185	188	201	189	260	1488
2	Solar PV	MWp*)	6	84	125	150	100	75	75	80	80	80	855
3	Wind	MW	0	10	50	50	15	15	20	20	25	25	230
4	Biomass	MW	22	40	90	35	40	40	45	45	50	40	447
5	Ocean	MW	0	2	0	0	5	5	5	5	5	27	54
6	Bio-fuel	MW**)	10	15	15	14	8	7	7	8	9	8	101

（出典：PLN 社長講演資料 2013 年 9 月）



（出典：PLN 社長講演資料 2013 年 9 月）

図７．３－３　ＰＬＮの再生可能エネルギー開発のロードマップ②
出典：島本和明、インドネシアの電力事情[2]

2011 年の全国の世帯電化率は 71.8%となっているが、ジャワやスマトラなどの主要都

市部周辺の電化率が比較的高いのに対して、山間部の僻地や東部のヌサトゥンガラ・パプア地域などでは未電化の貧困地域を多く抱え、電化率が 20～30%程度の地域も多い。PLN の配電系統から離れた地域では地方政府や共同組合の主導のもと、ディーゼル発電のほか、再生可能エネルギー（主として小水力、太陽光。加えてバイオガス）を利用した電化が進められている。

７．３．３　地熱発電[2]

国家エネルギー政策に関する大統領令（2006）では，2025 年の地熱エネルギーの目標を9500MW，全エネルギーの5%としている。（エネルギー鉱物資源省ビジョン25/25（2010）では，12,000MW，全体の5.7%としている。）インドネシアは国中に28GW 以上299 箇所の，豊富な地熱エネルギーのポテンシャルを持っているとされている（表７．３－３）が，現在はまだその5%以下しか利用されておらず，地熱発電の総容量は1341MW となっている（表７．３－４）。第2 次クラッシュプログラム（非石油燃料発電の開発を加速する大統領令）の中では，その4965MWが地熱発電分となる計画であり，その多くをIPP で計画している。

表７．３－３　インドネシアの地熱発電の開発可能量（2012年12月時点）
出典：島本和明、インドネシアの電力事情[2]

No	島	地点数	ポテンシャル(MWe)					合計	開発済容量
			資源		埋蔵量				
			理論的資源	仮説的資源	予想埋蔵量	推定埋蔵量	確認埋蔵量		
1	スマトラ	90	3089	2427	6867	15	380	12778	122
2	ジャワ	71	1710	1826	3708	658	1815	9717	1134
3	バリ ヌサトゥンガラ	28	360	417	1013	0	15	1805	5
4	カリマンタン	12	145	0	0	0	0	145	
5	スラウェシ	65	1323	119	1374	150	78	3044	80
6	マルク	30	545	97	429	0	0	1071	
7	パプア	3	75	0	0	0	0	75	
	Total	**299**	**7247**	**4886**	**13391**	**823**	**2288**	**28635**	**1,341**
			12,133		**16,502**				
			28,635						

○資源
・理論値：文献調査，予備試験に基づいた，理論的段階の推定値。
・仮説：予備試験の結果や更なる調査結果に基づいた推定値。
○埋蔵量
・予想開発容量：詳細な調査の結果に基づいた推定値。
・推定開発容量：掘削，実地踏査（試掘井），F/S の事前調査等の結果に基づいた推定値。
・確認開発可能容量：試掘井，探掘井，開発井，F/S によって試験された，詳細な調査の結果に基づいた推定値。

表７．３－４　インドネシアの開発済地熱発電所（2012年）
出典：島本和明、インドネシアの電力事情［2］

No	地熱開発地域	許認可保有者	開発者	発電所	容量(MW)
1	Sibayak - Sinabung, 北スマトラ	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	Sibayak	12
2	Cibeureum – Parabakti, 西ジャワ	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	KOB - Chevron Geothermal Salak, Ltd (CGS)	Salak	377
3	Pangalengan, 西ジャワ	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	KOB - Star Energy Geothermal Wayang Windu, Ltd (SEGWWL)	Wayang Windu	227
4	Kamojang - Darajat, 西ジャワ	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	Kamojang	200
5	Kamojang - Darajat, 西ジャワ	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	KOB - Chevron Geothermal Indonesia, Ltd (CGI)	Darajat	270
6	Dataran Tinggi Dieng, 中央ジャワ	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	PT. Geo Dipa Energi (GDE)	Dieng	60
7	Lahendong - Tompaso, 北スラウェシ	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	Lahendong	80
8	Ulubelu, ランプン	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE)	Ulubelu	110
9	Ulumbu, 東ヌサトゥンガラ	PT. PLN Geothermal	PT. PLN Geothermal	Ulumbu	5
合計					1.341

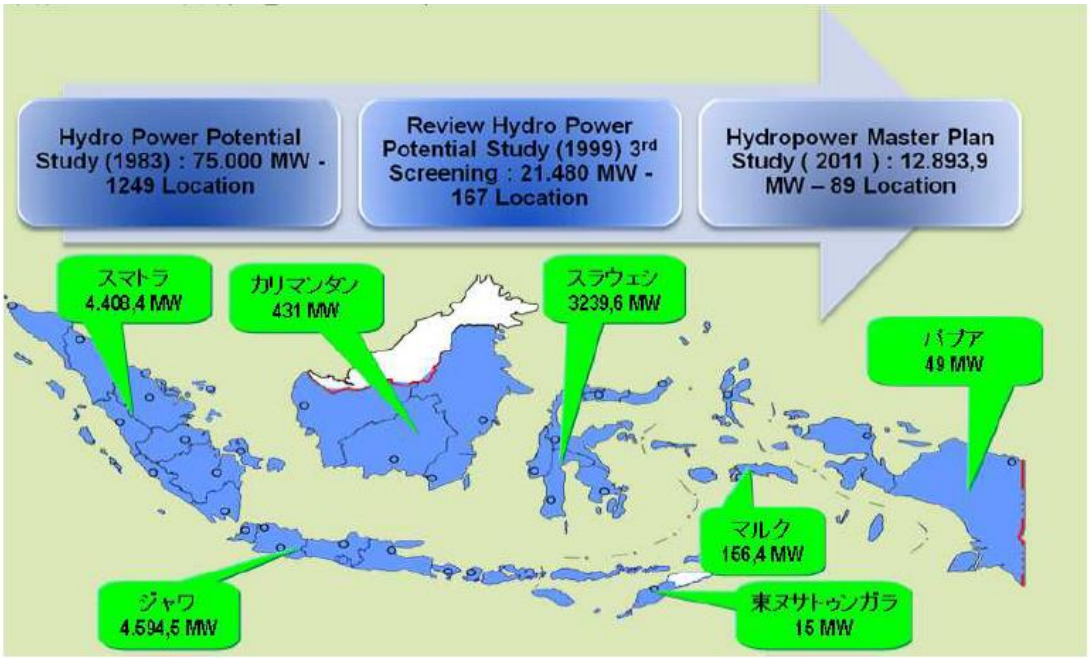
出典：エネルギー鉱物資源省資料

地熱開発のロードマップとしては、国家エネルギー政策に関する大統領令(2006)に基づく開発ロードマップとエネルギー鉱物資源省が作成したロードマップがあるが、エネルギー鉱物資源省職員によれば，国家エネルギー政策に関する大統領令(2006)に基づく開発ロードマップは技術的にまず不可能とのことである。［2］

７．３．４　水力発電[2]

図７．３－４はインドネシアの水力発電の地域別ポテンシャルを表している。1983 年に実施された調査では,ポテンシャルは75GWとされたが，1999 年に実施された第2次包蔵水力調査において第3次スクリーニングをパスしたのは約21.5GW，そして2011年のインドネシア国水力開発マスタープラン調査（JICA）では約13.9GW とされている。2011年のこの調査によると，地域別ではジャワ地域が4,594.5MWと最も大きく,次いでスマトラ島，スラウェシ島,カリマンタン島となっている。

またPLNによれば，小水力発電（容量10MW 以下）のポテンシャルは1000MW～2000MWと見積もられており（PLN 講演資料2013 年9 月4 日），主にスマトラ島，ジャワ島，スラウェシ島に位置しているとしている。



出典：エネルギー鉱物資源省資料、2013年11月

図７．３－４　インドネシアの水力発電のポテンシャル

出典：島本和明、インドネシアの電力事情[2]

表７．３－５は現在運転中の水力発電所と小水力発電所の状況を表している。水力が約3,600MW，小水力が約180MW となっている。

表７．３－５　インドネシアの水力発電所と小水力発電所の現状
出典：島本和明、インドネシアの電力事情（2）

a）水力発電所

地域	PLN		IPP		合計	合計容量（kW）
	発電所	容量（kW）	発電所	容量　（kW）		
西インドネシア	10	855,060	1	180.000	11	1,035,060
東インドネシア	7	217,380			7	217,380
ジャワ － バリ	19	2,335,220			19	2,335,220
総計	36	3,407,660	1	180.000	37	3,587,660

b）小水力発電所

地域	PLN		IPP		合計	合計容量(kW)
	発電所	容量（kW）	発電所	容量(kW)		
西インドネシア	34	15,582	7	21,095	41	36,677
東インドネシア	37	43,430	8	26,340	45	69,770
ジャワ － バリ	36	72,768	8	2,055	44	74,823
総計	107	131,780	23	49,490	130	181,270

出典：エネルギー鉱物資源省資料 2013 年 11 月

PLN によれば，IPP から小水力開発のプロポーザル、合計1,202MWを受け取っているという。2013 年8 月現在の開発状況は運転段階が68MW，建設中が172MW，ファイナンスの段階が286MW，PPA（電力販売契約）準備の段階が268MW，提案段階が408MW としている（出典：PLN講演資料2013 年9 月4 日）。また，エネルギー鉱物資源省による2012～2025 年までの開発計画は表７．３－６に示すとおりである。2018年には水力発電の容量を合計約10,000MW とし，2025 年には約16,800MW にすることを目指している。

表７．３－６　インドネシアの水力発電の開発計画
出典：島本和明、インドネシアの電力事情（2）

エネルギーのタイプ	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
追加容量(MW)	1.8	3.0	213.0	1,260.0	909.0	342.0	488.2	536.3	2,348.1	1,141.4	800.0	424.5	1,136.8	330.0
既存容量との累積(MW)	6,866.9	6,869.9	7,082.9	8,342.9	9,251.9	9,593.9	10,082.1	10,618.4	12,966.5	14,107.9	14,907.9	15,332.4	16,469.2	16,799.2
実現(MW)	6,654													
実現割合	99%													

出典：エネルギー鉱物資源省資料 2013 年 11 月

なお，ジャワ-バリ系統のピーク需要を満たすため，次の3地点、合計2,440MW の揚水発

電所がこの先10年の間に計画されている。

・UPPER CISOKAN 揚水 ： 1,040 MW （運転開始予定：2016 年）

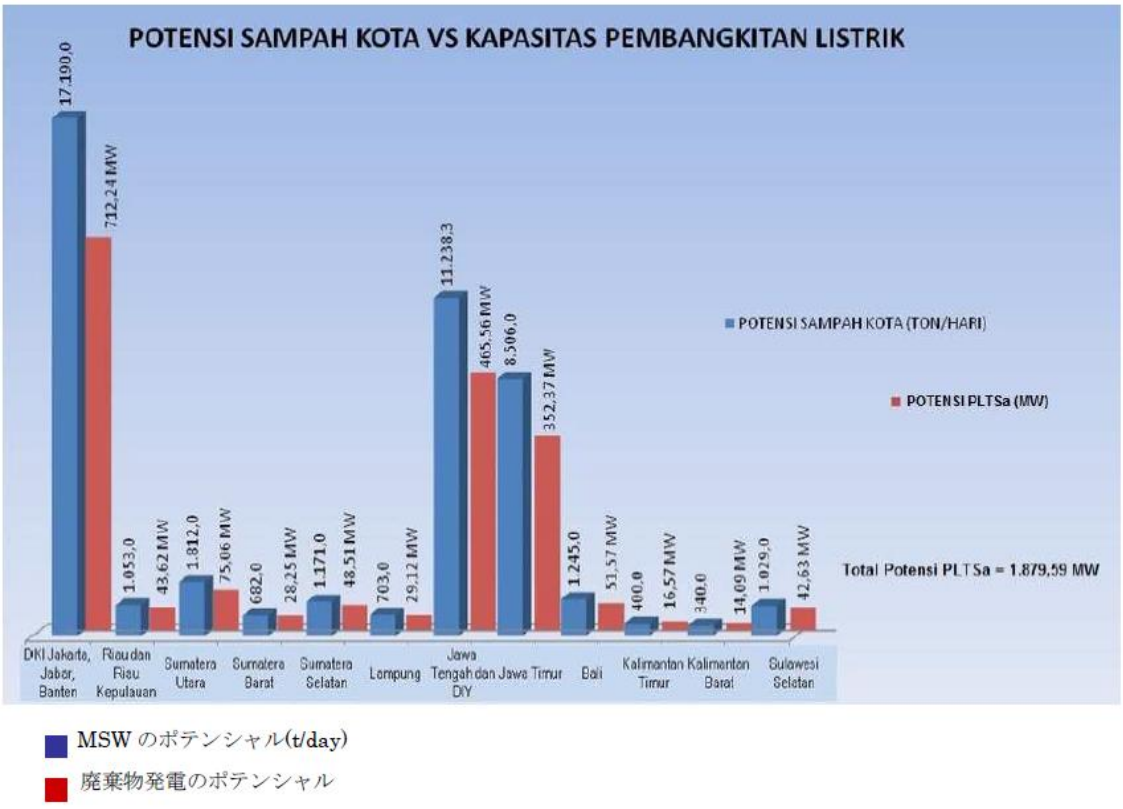
・MATENGGENG 揚水 ： 900 MW （運転開始予定：2019/2020 年）

・GRINDULU 揚水 ： 500 MW （運転開始予定 ： 2020 年）

また，スマトラで400MW の揚水発電，東ジャワで800MW の海水揚水発電が将来の研究対象とされている。

７．３．５　バイオマス発電[2]

エネルギー鉱物資源省によるとバイオマス発電の総ポテンシャルは49,810MW，そのうち都市固形廃棄物（MSW）が1,870 MW（図７．３－５），パーム油廃液（POME）が500MW，バガス（サトウキビの絞りかす）が160MW としている（エネルギー鉱物資源省資料2013 年3月）。

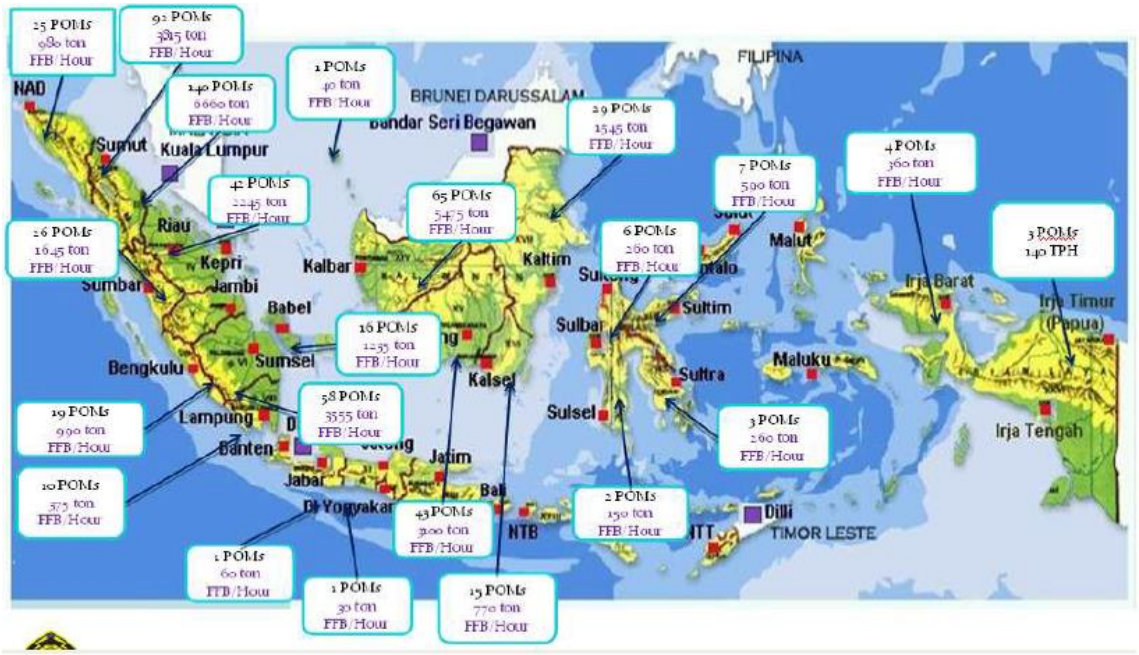


出典：エネルギー鉱物資源省資料、2013年11月

図７．３－５　地域別都市固形廃棄物のポテンシャルと発電容量

出典：島本和明、インドネシアの電力事情[2]

インドネシアは世界最大のパーム油生産国であり,世界の総生産量の約半数を占めている。パーム油工場は図７．３－６に示したように全土に分布し、その数は合計500を超える。オイルパーム（アブラヤシ）の実の残滓であるEFB(Empty Fruit Bunch：パームの空果房)は塩素の含有量が少なく,4,400kcal/kg-dry の木質バイオマスであり,有望なバイオ燃料として注目されている。



注）POMs: Palm Oil Mills(パーム油工場)
FFB: Fresh Fruit Bunch(パーム椰子果実)

出典：エネルギー鉱物資源省資料2013年５月

図７．３－６　インドネシアのパーム油工場
出典：島本和明、インドネシアの電力事情（2）

2013年2月までに送電線に接続されたバイオマス発電所の容量は75.5MWにとどまる（表７．３－７）。パーム油工場やごみ最終処分場では通常あまり電力を必要としないため,余剰電力についてはPLNに電力を買い上げてもらうか，隣接地に電力を供給できないと事業性が悪い。しかしパーム油工場やごみ最終処分場などのサイトは電力需要地から離れたオフグリッドの地域にある場合が多く，送電線の接続が困難であるなどの課題がある。

表７．３－７　2013年2月までに送電線に接続されたバイオマス発電所

出典：島本和明、インドネシアの電力事情 (2)

No	会社名	営業運転開始	発電形態	場所	PLN の地域	バイオマスの種類	契約容量(MW)
1	PT Riau Prima Energy	2001	余剰電力	Riau	Riau	パーム	5
2	PT Listrindo Kencana	2006	IPP	Bangka	Bangka	パーム	5
3	PT Growth Sumatra	2006	余剰電力	北スマトラ	Sumut	パーム	6
4	PT Indah Kiat Pulp & Paper	2006	余剰電力	Riau	Riau	パーム	2
7	PT Belitung Energy	2010	IPP	Belitung	Babel	パーム	7
8	PT Growth Sumatra	2010	余剰電力	北スマトラ	Sumut	パーム	9
9	PT Pelita Agung	2010	余剰電力	Riau	Riau	パーム	5
10	Permata Hijau Sawit	2010	余剰電力	Riau	Riau	パーム	2
11	PT Navigat Organic	2011	余剰電力	Bali	Bali	MSW	2
12	PT Navigat Organic	2011	IPP	Bekasi	Jabar	MSW	6
13	PT Growth Asia	2011	余剰電力	北スマトラ	Sumut	パーム	10
14	PT Growth Asia	2012	余剰電力	北スマトラ	Sumut	パーム	10
15	PT Navigat Organic	2012	IPP	Bekasi	Jabar	MSW	6.5
総容量（オングリッド）							75.5

出典：エネルギー鉱物資源省資料 2013 年 5 月

バイオマスエネルギーの開発計画は表７．３－８に示すとおりで、バイオマス発電については2020年に2,670MW、2025年に8,149MWを目標としている。

表７．３－８　2015年から2025年のバイオマスエネルギーの開発計画
出典：島本和明、インドネシアの電力事情[2]

種類	単位	2015	2020	2025
バイオ燃料	百万 kL	2.69	5.94	13.67
バイオディーゼル	百万 kL	2.35	4.73	9.52
バイオエタノール	百万 kL	0.20	0.80	3.45
バイオオイル	百万 kL	0.13	0.27	0.54
バイオ Avtur*	百万 kL	0	0.14	0.16
バイオガス	百万 m3	7.762	28.821	107.012
バイオマス	Mwe	875	2,670	8,149

*）Avtur：航空燃料。2016 年濃度２％で開始。
出典：エネルギー鉱物資源省資料 2013 年 8 月

７．３．６　太陽光発電[2]

インドネシアのような群島国では，太陽光発電はオフグリッド地域における地方電化に有効な手段である。エネルギー鉱物資源省によると，インドネシアの太陽エネルギーのポテンシャルは，インドネシア西部で4.5kWh/m^2/day，インドネシア東部で5.1kWh/m^2/day，平均で4.80 kWh/m^2/day （全体で1,200,000MW[1]）とされている。また，表7.3-9は太陽光発電の開発計画（エネルギー鉱物資源省資料2013 年12 月）であるが，2014年2月現在の発電容量は13.5MW とされていることから，目標達成には補助金の導入など様々な対策が必要になると考えられる。

表７．３－９　太陽光発電の開発計画
出典：島本和明、インドネシアの電力事情[2]

年	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
追加容量(MW)	10	65	115	115	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
累積設備容量(MW)	39	104	219	334	384	434	484	534	584	634	684	734	784	834
GWh	135,60	363,36	766,32	1.169,28	1.344,48	1.519,68	1.694,88	1.870,08	2.045,28	2.220,48	2.395,68	2.570,88	2.746,08	2.921,28

出典：エネルギー鉱物資源省資料 2013 年 12 月

７．３．７　海洋エネルギー[2]

インドネシアは，13,466 の島々（インドネシア地理空間情報局2013 年10 月18 日発表）が，5,800km^2 の海域に広がる世界1 位の島嶼国であり，同時に豊富な海洋エネルギーのポテンシャルを有している（図7.3-10）。2013 年インドネシアで開催されたAPEC の再生エネルギー関連会議（APCRES 2013）では，地熱と並び，最も発表時間・件数が多かったエネルギーであり,今後海洋エネルギーの開発に力を入れようとするインドネシアの意思が汲み取れる。

海洋エネルギーには様々な種類のエネルギーが含まれるが，その中でも海洋温度差・潮力・波力エネルギーのインドネシアにおけるポテンシャルは以下のようになっている。

表７．３－１０　インドネシアにおける海洋エネルギーのポテンシャル
出典：島本和明、インドネシアの電力事情[2]

種類	理論的資源（MW）	技術的資源（MW）	実質的資源（MW）
海洋温度差	57,000	52,000	43,000
潮力	160,000	22,500	4,800
波力	510,000	2,000	1,200
合計	727,000	76,500	49,000

（出典：DEN，Mukhtasor 氏講演資料2013 年12 月）

海洋エネルギーの利用拡大を促進するため2011年に設立されたインドネシア海洋エネルギー協会（Indonesian Ocean Energy Association；INOCEAN）によって，多くの場所で海洋エネルギーのポテンシャルが調査されている。

７．３．８　風力発電[2]

インドネシアは赤道地域に位置しており,風力エネルギーのポテンシャルは比較的小さい。しかし，隣接する2 つの島，あるいは山の斜面など，場所によっては地理的に風が吹く地域が存在する。インドネシアの風力発電のポテンシャルは9.29GW とされているが,現在その発電容量は1.6MW にとどまっている。現在まで,最も大きな風力発電設備はバリのNusa Penida に位置する735kW のものであり，続いて北スラウェシSangiheと南スラウェシ Selayar の合計540kW となっている。（BPPT 講演資料2013 年10 月）

国家エネルギー管理ブループリント2005-2025 では，風力エネルギーの開発計画を2025年までに970MW としている。しかし「RUPTL 2012-2021」によれば，PLN における2021 年までの開発計画は230MW にとどまっていることから，今後さらに送電線の整備,IPP 導入促進のための政策が必要になると考えられる。

参考文献　7.3 インドネシア

(1) 海外電力調査会：海外諸国の電気事業 第1編 2014年版　下巻、第14章　pp.1-26

(2) 島本和明: インドネシアの電力事情、平成25 年度国際即戦力育成インターンシップ事業報告書、2014年2月
http://energy-indonesia.com/07basicinfo/0140319inturn.pdf

７．４　マレーシア

７．４．１　国の概要

マレーシアは東南アジアの中心に位置し、マレー半島部とボルネオ島北西部（カリマンタン島）の国土よりなり、南シナ海を東西にまたいでいる（図 7.4-1）。

国土面積はマレー半島部分とボルネオ島部分を合わせ、約 33 万平方キロメートルで（表 7.4-1）、日本の面積の９割弱の広さの土地に、日本の約 23%の人口が住んでいる。また、国土の約 60%は熱帯雨林で覆われている。

マレー半島部分は南北 740km、東西 320km で、ティティワンサ山脈が走る。ボルネオ島にはマレーシア最高峰のキナバル山（標高 4,095m）がある。

熱帯雨林気候に属し、1 年を通して常夏の気候で年間の日中平均気温は 27～33℃であり、海に囲まれているため高温多湿で降雨量も多い。マレー半島の東海岸と西海岸、ボルネオ島で雨季が異なる。雨季であっても一日中雨が降り続くことはなく、乾季でもスコールが降る。年間降雨量は地域によって違いがあり、クアラルンプールやペナン島では 2,200～2,500mm 程度である。

表７．４－１　マレーシアの一般概要

出典：一般財団法人　海外電力調査会、海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版　下巻[(1)]

国名	マレーシア連邦
面積	32 万 9,847km^2
人口	3,026 万人(2013 年推定)
首都	クアラルンプール
言語	マレー語　中国語　タミール語　英語
宗教	イスラム教(国教) 61%、仏教 20%　キリスト教　9%　ヒンドゥー教 6.0%儒教・道教 1.0%キリスト教 0.3 %
民族	マレー系約 67%　中国系　約 25%　インド系約 7%
政治体制	立憲君主制（議会制民主主義）
通貨	リンギット（RM） 1 リンギット=約 34.2 円(2014 年末)
国内総生産	3,124 億ドル(2013 年)
1 人当たりの国民総所得	10,323 ドル(2013 年)

図 7.4-1　マレーシア概観図
出典：外務省、マレーシア[2]に加筆

７．４．２　電力供給の概要

マレーシアの電力は、2013 年時点で国内需要量は 1,186 億 kWh、国内供給量は 1,321 億 kWh である。国内需要のうち企業向けが 922 億 kWh と 77.8%を占め、残りの 264 億 kWh が家庭・公共向けである。

国営電力会社であるテナガ・ナショナル(TNB)がマレーシア半島で電力供給を行い、東マレーシアはサバ電力公社(SESB)とサラワク電力供給公社(SEB)がそれぞれサバ州とサラワク州に電力供給している

電源構成は表 7.4-2 のとおりであり、ガスと石炭による火力発電が主である。2013 年は天然ガス（53.6%）、石炭（28.9%）、水力（14.7%）、石油（0.6%）となっている。

表 7.4-2　マレーシアの電源構成（2013 年）
出典：一般財団法人　海外電力調査会　データ集[3]

電源種別	設備容量(万 kW) ※自家発・コジェネ等除く					構成比
	TNB	SESB	SEB	IPP	計	(%)
水力	191.1	7	10.8	182.7	391.6	14.7
天然ガス	495.5	11.2	58.8	859.8	1,425.30	53.6
石炭			48	720	768	28.9
石油				15.2	15.2	0.6
その他※1		39.4	16.3	4	59.7	2.2
合計	686.6	57.6	133.9	1,781.7	2,659.8	

※1 その他：ディーゼル、バイオマス

７．４．３　再生可能エネルギー導入状況[4]

マレーシアでは 2011 年 4 月に議会で承認された The Renewable Energy (RE) Act 2011 を契機として再生可能エネルギーの導入が進められている。この法律により、持続可能エネルギー開発庁が設置され、2011 年 12 月に再生可能エネルギー固定価格買取制度が導入された。表 7.4-3 に固定価格買取制度の概要を示す。対象となる再生可能エネルギーは小水力と太陽光とバイオマスとバイオガスである。買取価格および買取期間は再生可能エネルギーの種類と設備規模により異なる。小水力と太陽光の買取期間は 21 年間、バイオマスとバイオガス発電の買取期間は 16 年間となっている。固定価格買取制度の運営資金は全体の電気料金の 1%であり、利用者が負担することになっている。

図 7.4-2 に再生可能エネルギー発電の導入目標を示す。2011 年の再生可能エネルギーの導入量は、バイオマス発電が 110MW で最大で、太陽光発電が 9MW で最小であった。2030 年の再生可能エネルギーによる累積発電設備容量は全発電設備容量の 17%に相当する 4,000MW と定めている。

バイオマスは 2030 年以降 1,340MW、バイオガスは 2030 年以降 410MW、小型水力発電は 2020 年以降 490MW と上限量に達して、その後増加しないのに対し、太陽光発電は増加を続け、2050 年には 18,700MW に達する導入を目指している。

図 7.4-3 に累積 FIT 認定発電設備容量を示す。バイオマス、小水力および太陽光発電（非個人）がほぼ同じ割合で FIT 認定を受けている。しかしながら、図 7.4-4 の累積再生可能エネルギー発電開始設備容を見ると建設の容易な太陽光発電の設置が先行している。マレーシアの固定価格買取制度では設備認定容量が募集期間毎に決められていること、買取価格は認定時期のほか、稼働開始時期によって減額する制度がある等、確実な普及を推し進めるような制度が設計されている。

表 7.4-3　マレーシアにおける固定価格買取制度の概要　出典：環境省、平成 26 年度環境省請負調査報告書[5]

項目	内容
導入時期	2011 年
対象	太陽光、小水力、バイオマス、バイオガス
買取価格 （2014 年 5 月時点）	太陽光（個人、4kW 以下）：1.0184 [RM/kWh] 太陽光（個人、4kW 超 12kW 以下）：0.9936 [RM/kWh] 太陽光（個人以外、4kW 以下）：1.0184 [RM/kWh] 太陽光（個人以外、4kW 超 24kW 以下）：0.9936 [RM/kWh] 太陽光（個人以外、24kW 超 72kW 以下）：0.8496 [RM/kWh] 太陽光（個人以外、72kW 超 1MW 以下）：0.8208 [RM/kWh] 太陽光（個人以外、1MW 超 10MW 以下）：0.6840 [RM/kWh] 太陽光（個人以外、10MW 超 30MW 以下）：0.6120 [RM/kWh] 小水力（10MW 以下）：0.2400 [RM/kWh] 小水力（10MW 超 30MW 以下）：0.2300 [RM/kWh] バイオマス（10MW 以下）：0.3085 [RM/kWh] バイオマス（10MW 超 20MW 以下）：0.2886 [RM/kWh] バイオマス（20MW 超 30MW 以下）：0.2687 [RM/kWh] バイオガス（4MW 以下）：0.3184 [RM/kWh] バイオガス（4MW 超 10MW 以下）：0.2985 [RM/kWh] バイオガス（10MW 超 30MW 以下）：0.2786 [RM/kWh]
買取期間	太陽光：21 年 小水力：21 年 バイオマス：16 年 バイオガス：16 年
備考	※上記はベースとなる価格で、使用技術等により差異あり

出典： http://www.seda.gov.my/
http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/malaysia/name-24984-en.php
http://eneken.ieej.or.jp/data/4052.pdf　http://eneken.ieej.or.jp/data/4052.pdf

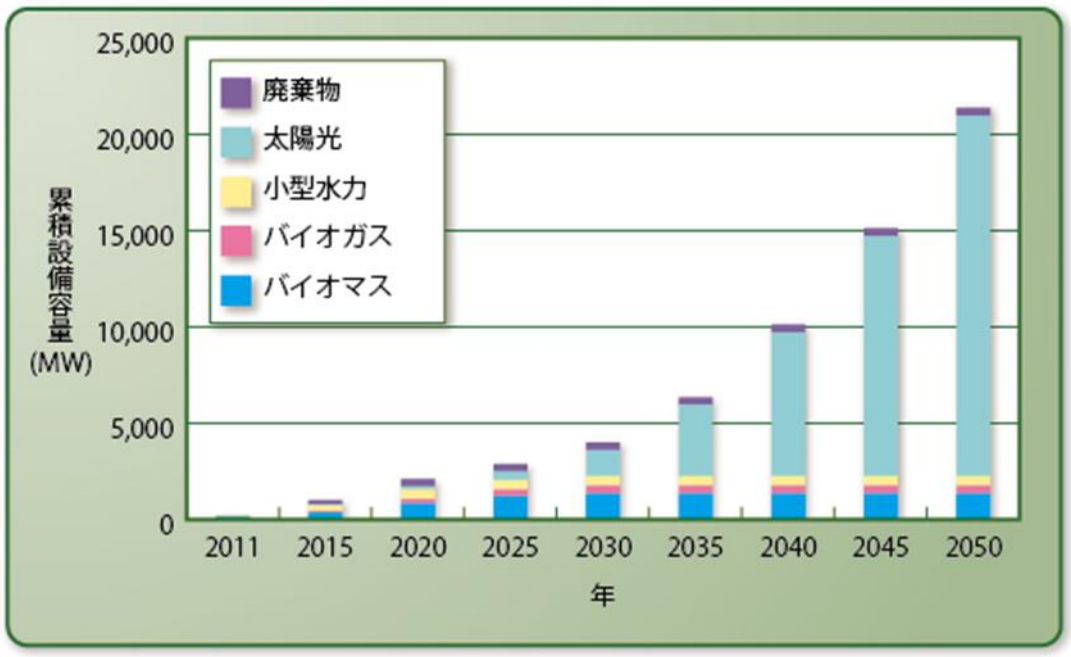


図 7.4-2　再生可能エネルギー発電の導入目標

出典：一般財団法人　新エネルギー財団　アジア・バイオマス協力推進オフィス（7）

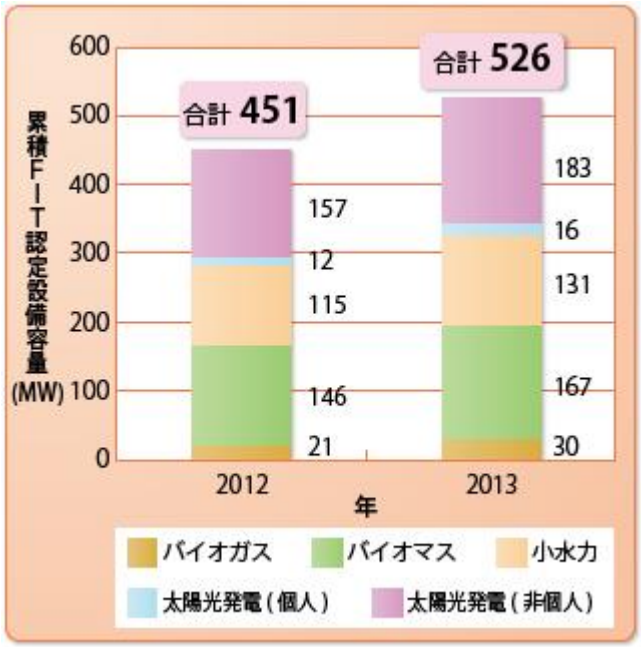


図 7.4-3　累積 FIT 認定発電設備容量

出典：一般財団法人　新エネルギー財団　アジア・バイオマス協力推進オフィス（4）

図 7.4-4　累積再生可能エネルギー発電開始設備容量
出典：一般財団法人　新エネルギー財団　アジア・バイオマス協力推進オフィス（4）

7．4．4　再生可能エネルギーの概要

（1）バイオマス(6)

マレーシアは、インドネシアに次いで世界第 2 位のパーム油生産国であり、作付面積は約 350 万 ha に及び国土の 11%を占める。その生産量は年間で約 1,700 万トンにも及んでいる。パーム油関連製品の輸出額は約 600 億リンギット（1.8 兆円相当）と GDP の 8%を占めており、パーム油産業はマレーシアの一大産業である。

2011 年 11 月にマレーシア政府は、国家バイオマス戦略（National Biomass Strategy：NBS)を発表した。国家バイオマス戦略のテーマは、「バイオマスから富を（ Biomass to Wealth)」である。国として、バイオマスの競争力強化を図ることを宣言したものである。この宣言では、マレーシアが世界を牽引するような革新的なバイオ産業を生み出すことを目標としている。

現在、パーム油生産に伴い、固体バイオマス（空果房、繊維）が 8,000 万トン、パーム油廃液が 6,000 万トン発生しており、そのうち 90%が廃棄されている。2020 年には固体バイオマスが 8,500 万トン～1.1 億トン、パーム油廃液が 7,000 万トン～1.1 億トンになると政府は試算している。

国家バイオマス戦略では、廃棄されている固体バイオマスについては木質燃料（ペレット)、発電、及びバイオ燃料として利用する。パーム油廃液はメタンを回収してエネルギーとして利用拡大を図ることを目指しており、2020 年までに 300 億 RM（7,380 億円相当）の収入増加と 7 万人の雇用創出を見込んでいる。

政府は、2020 年における CO_2 排出量を、2005 年比で 40%削減する方針を打ち出しており、この目標の達成には、パーム油廃液からのバイオマス利用の成功が必須である。パーム油廃液から発生するバイオガス（メタン）を発電に利用することができれば、400MW の発電が得られ、かつ 12%の CO_2 排出量削減効果があると言われている。

パーム油廃液からのバイオマス高度利用を効率的に進めるために、官民パートナーシップである「パーム油・バイオマス・センター(Oil Palm Biomass Center)」が、2012 年 3 月に設立された。マレーシアの、 パーム油生産会社(Sime Darby、IOI、Felda)、大学（Technical Universities of Malaysia, University Purta Malaysia）が一体となって、バイオ燃料、バイオエネルギー、バイオ化学製品の開発を行っている。これによりパーム油産業の所得（GNI; Gross National Income）を、現在の年間 500 億 RM(1.7 兆円相当)から、2020 年には更に年 300 億 RM（1 兆円相当）上乗せできると政府は試算している。

（2） 太陽光発電[7]

マレーシアは、2005～2010 年に行った建材と太陽電池を一体化した「建材一体型太陽光発電プロジェクト」（総予算 2,500 万 US ドルで、モデル事業の実施、国内太陽電池産業の支援、インフラ整備）に引き続き、2011 年 12 月には再生可能エネルギー固定価格買取制度を開始し、太陽光発電の導入を積極的に推進している。

この太陽光発電の普及促進策を含め、マレーシア再生可能エネルギー政策（Malaysian RE Policy）により、政府は 2050 年には電力の 73%を再生可能エネルギーでまかなうことを目標としている。

参考文献

７．４　マレーシア

(1) 一般財団法人　海外電力調査会：海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版　下巻　第 15 章　pp.27-50.

(2) 外務省：http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/malaysia/

(3) 一般財団法人　海外電力調査会：データ集　各国の電気事業　マレーシア https://www.jepic.or.jp/data/asian04.html

(4) 一般財団法人　新エネルギー財団　アジア・バイオマス協力推進オフィス：マレーシアにおける再生可能エネルギーの導入状況 https://www.asiabiomass.jp/topics/1411_05.html

(5) 環境省：平成 26 年度環境省請負調査報告書 http://www.env.go.jp/recycle/circul/venous_industry/pdf/fit_malaysia.pdf

(6) 一般財団法人　新エネルギー財団　アジア・バイオマス協力推進オフィス： マレーシアは「バイオマスから富を」の国家バイオマス戦略を発表 https://www.asiabiomass.jp/topics/1201_03.html

(7) 一般財団法人　新エネルギー財団　アジア・バイオマス協力推進オフィス：太陽光発電の導入および製造工場建設に意欲的なマレーシア https://www.asiabiomass.jp/topics/1211_05.html

７．５　バングラデシュ

７．５．１　国の概要[2][3]

バングラデシュは、国土の約 80%が国外から流入するガンジス川・ブラマプトラ川、メグナ川の三大河川によって造られた氾濫原であり、北部等一部の温帯地域を除き多くが熱帯である。モンスーンの影響を強く受け、雨季には三大河川からの流入に加え国内の降雨により毎年洪水が発生し国土の約 3 割が冠水するほか、サイクロンによる被害を受けることも多い。

バングラデシュは、1947 年のイギリス領からの独立の際、イスラム教地域としてインドとは分離し東パキスタンとなったが、1971 年バングラデシュとしてパキスタンから独立した。

表７．５－１　バングラデシュの一般概要

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第２編　2015 年版（上巻）[1]

国名	バングラデシュ人民共和国
面積	14 万 3,998km²
人口	1 億 5,660 万人(2013 年推定)
首都	ダッカ
言語	公用語はベンガル語(インド･アーリア語派)
宗教	イスラム教(国教) 89.7%、ヒンズー教 9.2 %、仏教 0.7%、キリスト教 0.3 %(2001 年)
民族	ベンガル人 95%
政治体制	共和制。議院内閣制
通貨	タカ 1 タカ= 1.35 円(2014 年初)
国内総生産	1,156 億 965 万ドル(2012 年)
1 人当たりの国民総所得	840 ドル(2012 年)

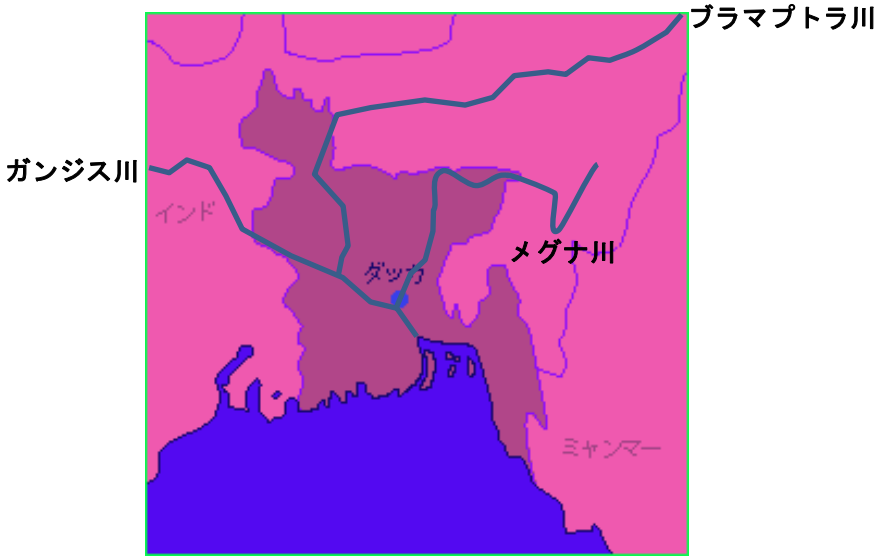


図７．５－１　バングラデシュ概観図[4]

出典：外務省．バングラデシュに河川を加筆

７．５．２　エネルギー政策の概要

（１）一次エネルギー消費

2000 年から 2012 年までのエネルギー需給を表７．５－２に示す。

表７．５－２　エネルギー需給

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第２編　2015 年版（上巻）(1)

(単位:石油換算 1,000 トン)

年	2000	2005	2009	2010	2011	2012
国内生産量						
石炭	－	－	444	385	333	417
石油	97	98	70	93	242	239
天然ガス	7,271	10,806	15,321	16,490	16,745	17,574
水力	76	111	133	63	75	67
非商業エネルギー	7,603	8,296	8,632	8,730	8,785	8,890
合　計(a)	15,048	19,311	24,601	25,760	26,180	27,187
輸出入差引(注 1)						
石炭	+330	+ 350	+ 184	+519	+415	+486
石油	+3,224	+ 4,526	+4,636	+ 4,477	+4,522	+4,735
合　計	+3,554	+ 4,876	+4,820	+ 4,996	+4,937	+5,221
国内供給量						
石炭	330	350	628	904	748	903
石油	3,321	4,624	4,706	4,570	4,764	4,974
天然ガス(注 2)	7,271	10,806	15,321	16,490	17,320	18,338
水力	76	111	133	63	75	67
非商業エネルギー	7,603	8,296	8,632	8,730	8,785	8,890
合　計(b)	18,602	24,187	29,422	30,756	31,692	33,172
自給率（a）/（b）	80.9%	79.8%	83.6%	83.8%	82.6%	82.0%
最終消費量						
石炭	330	350	400	654	516	666
石油	2,824	3,957	3,961	3,754	3,938	3,960
天然ガス	3,538	5,436	6,846	6,693	7,532	7,637
電力	951	1,686	3,048	3,014	3,167	3,719
非商業エネルギー	7,603	8,296	8,632	8,730	8,785	8,890
合　計	15,246	19,726	22,886	22,846	23,938	24,872

（注 1）輸出入差引には備蓄量を含む.
（注 2）備蓄量差引を含む

（２）エネルギー生産

エネルギー資源としては、天然ガス、石炭、石油、水力が存在するが、天然ガス以外は埋蔵量が極めて少ない(2014 年における天然ガスの埋蔵量は 13 兆 8,000 立方フィート(ft^3))。また、国土の中央を縦断するジョムナ･メグナ川の東側には天然ガス、石油、水力など各種のエネルギー資源が存在するが、西側には石炭しか存在しない。

2012 年の生産量は 2,719 万 toe であり、そのうち 97.3%を天然ガスと非商業エネルギー(薪や農業廃棄物、家畜の糞など)が占めている。石油と石炭の生産量が僅かであるため、国内需要を満たすため両者を輸入している。その結果、同年における供給量の割合が、天然ガス 55.3%、非商業エネルギー26.8%、石油 15.0%、石炭 2.7%、水力 0.2%になっている。

なお、天然ガスの供給に関しては、供給量が需要量に追いつかないため、発電所の運転などに大きな影響が出ている。このため、天然ガスの代替燃料として石炭に期待が寄せられているが、石炭の埋蔵量は約 15 億トンと小規模である。なお、石炭は 2006 年から生産が開始され、以後、西部の石炭火力発電所(1 ヵ所)に供給されている。

（3）電気事業体制

a. 概要

2012 年 6 月末現在の電気事業体制は、電力・エネルギー・鉱物資源省(MPEMR：Ministry of Power,Energy and Mineral Resources)・電力局(PD：Power Division)の管轄下で、発電部門を BPDB(バングラデシュ電力開発庁)、分社化した発電事業者、ＩＰＰなどが担当し、送電部門を PGCB(バングラデシュ電力系統会社)、配電部門を DESCO(ダッカ電力供給会社)、DPDC(ダッカ配電会社)、WZDCL(西部地域配電会社)および BPDB が担当している（図７．５－2)。また、農村部では農村電化庁が管轄する農村電化組合(PBS:Palli Biddyut Samities)が電力を供給している。なお、BPDB は、供給力が不足しているため、企業から自家発設備をレンタルしているが、その規模は年々拡大し、2011/2012 年度には 247 万 4,000kW (総発電設備容量の 30.5%)に達している。

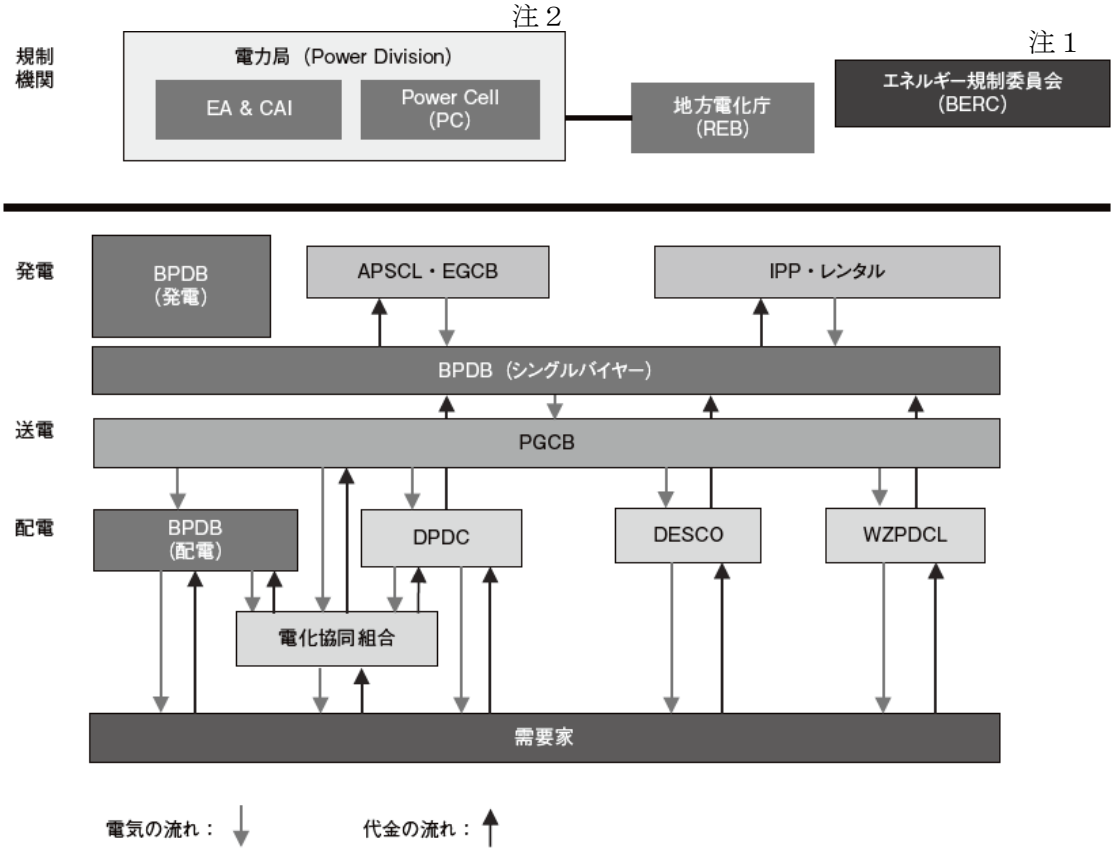


図７．５－２　電気事業体制

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第２編　2015 年版（上巻）(1)

(注１)エネルギー規制委員会(BERC:Bangladesh Energy Regulatory Commission)は、５名の委員によって構成され、エネルギーに関する料金や輸出、供給、販売などの規制を行っている.

(注 2)電力局(Power Division)の EA&CAI は監査、Power Cell は電力部門の規制・監督を担当している.

b. 再生可能エネルギーの開発方針

MPEMR は 2008 年 11 月に「再生可能エネルギー政策」を策定し、電力供給量に占める再生可能エネルギーの割合を、2015 年に 5%、2020 年には 10%にすることが目標になった。(1)

2012 年には持続・再生可能エネルギー開発庁が設立された。同庁は、主に、効率的な電力・エネルギーの使用や省エネに係る啓蒙を行うこと、電力・エネルギー効率のよい機器の使用を促進し、電力・エネルギーを使用する設備や機器の標準化やラベリングを推進すること、エネルギー効率の悪い設備を把握しその生産・輸入・販売を止めることなど省エネ推進関連の役割、及び再生可能エネルギー資源と関連技術の目録作成・更新、再生可能エネルギーの使用を拡大する短期・中期及び長期の開発プロジェクトを形成すること、再生可能エネルギーの料金を提案することなど再生可能エネルギー開発促進関連の役割を担う。また、それに加え、CDM や類似の活動の準備に技術的支援を行うことなどの役割がある。(5)

７．５．３ 再生可能エネルギーの種別の現状と展望

2013 年度までに導入された再生可能エネルギー発電の設備容量は 403MW である。その内訳は図７．５－３に示すように、水力発電が最も多いが、1996 年に開始された非電化地域の住宅用のソーラーハウスシステム（SHS）が 300 万ユニットの実績により、第 2 位となっている。

今後も、民生部門の再生可能エネルギーの導入が、政府系金融機関 IDCOL（Infrastructure Development Company Limited）の支援で進められることになっている。図７．５－４の導入計画においても SHS が重視されている。また、調理等への薪の利用による自然破壊を防止するために、調理用バイオガスプラントの導入が 10 万件予定されている。(6)

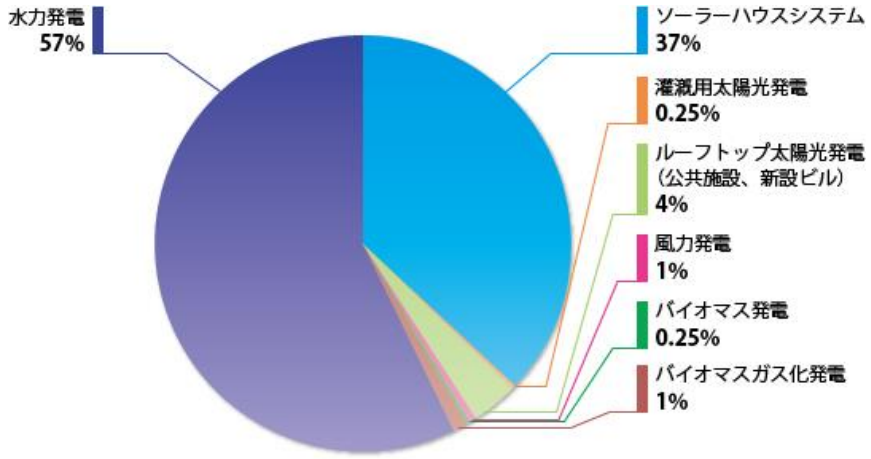


図７．５－３　累積再生可能エネルギー発電導入量（2013 年度、403MW）(6)
出典： 新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス Web サイト

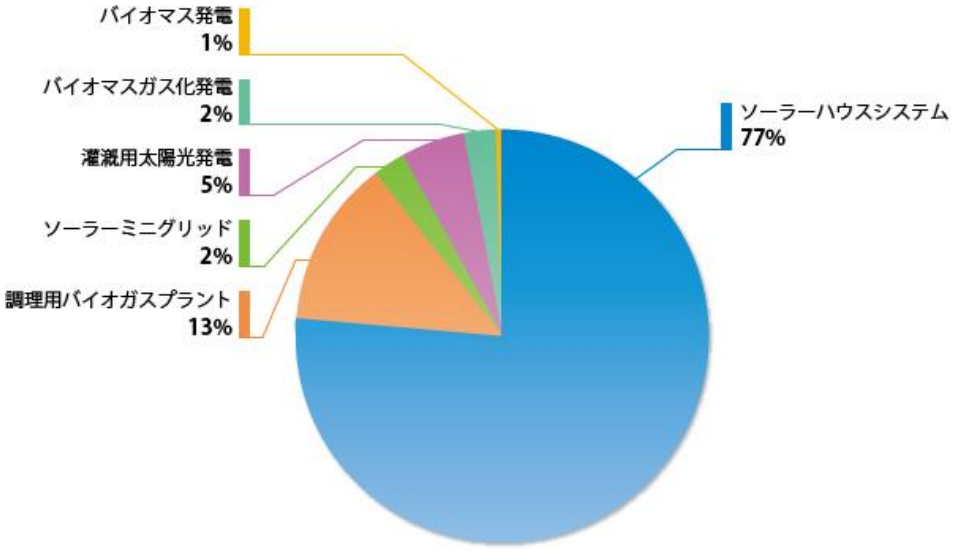


図７．５－４　IDCOL による民生部門再生可能エネルギー導入計画(6)
出典：新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス Web サイト

現在の再生可能エネルギーの開発状況は以下の通りである。(1)

（１）水力発電

全国的に海抜が低く、丘陵や台地が国土の約 10%を占めるに過ぎないため、現在までに開発された水力発電所はチッタゴン丘陵にある Kaptai 発電所(23 万 kW)だけである。同丘陵には、数力所の開発可能地点が存在するが、少数民族の居住地であるため開発は進んでいない。

（２）風力発電

風速が毎秒 5m を超える地点が沿岸部の数力所に限られているため、開発は進んでいない。これまでに沿岸部の Feni 地点と Kutubdia 地点に合計 2,000kW の風力発電設備が建設されている。

（３）太陽エネルギー

世界銀行やバングラデシュの NGO(Grameen Shakti)などによる電力系統に接続しない(オフグリッド地域の)小規模太陽光発電(SHS:Solar Home System)の普及を図っており、2010 年 6 月時点で合計 3 万 kW の設備が存在する。

（４）その他

民間のバイオマス発電設備やコジェネ設備が若干存在するが、いずれも小規模である。

参考文献

７．５　バングラデシュ人民共和国

(1)　一般財団法人　海外電力調査会.
海外諸国の電気事業　第２編　2015 年版（上巻） 第 3 章, pp.299-308.

(2)　岡太郎．バングラデシュの洪水災害．京都大学防災研究所年報 第 47 号 A．2004.4
（７．５．１の一部）http://www.dpri.kyoto-u.ac.jp/nenpo/no47/47a0/a47a0t03-2.pdf

(3)　田澤裕之．バングラデシュにおける気候変動の影響と対策．ARDEC 2010 年 4 月号
（７．５．１の一部）
http://www.jiid.or.jp/files/04public/02ardec/ardec42/key_note6.htm

(4)　外務省．バングラデシュ　http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/bangladesh/

(5)　アジア低炭素発展に向けた企業連携・自治体連携プラットフォーム.
（７．５．２（３）b．後半）
http://lowcarbon-asia.org/business/needs/bangladesh/system.html

(6)　新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス．バングラデシュの再生可能エネルギー
（７．５．３ 総論とグラフ）　https://www.asiabiomass.jp/topics/1502_03.html

７．６　フィリピン

７．６．１　国の概要

フィリピン（表 7.6-1、図 7.6-1）の気候は熱帯モンスーン型で、年平均気温 26～27℃。雨期（6 月～11 月）と乾期（12 月～5 月）と一応分かれているが、地域によりかなり差がある。(2)

2002 年以降、年平均 4%以上の経済成長を記録し、2007～2008 年の世界金融危機下でもプラス成長を維持するなど、国内経済は好調に推移している。 2011 年の実質 GDP 成長率は、政府目標（7～8%）の半分の 3.7%にとどまったものの、2012 年度は前年比 6.6%増を記録し、インドネシアの 6.2%、タイの 6.1%を上回るなど、ASEAN 諸国のなかでも高い成長率となった。

政治面では、アキノ大統領の清廉潔白な政治姿勢や汚職撲滅関連施策が政府機関に浸透しており、政情安定に寄与している。一方で、政府が発注する建設工事案件や官民連携（PPP：Public-Private Partnership)事業など、民間企業が参画する大型事業について政府が事業の見直しを求めることが多く、事業スケジュールが遅れるケースも散見され、公共事業予算の執行停滞を招く要因にもなっており、今後はこうした面の改善が課題とされている。(1)

表７．６－１　フィリピンの一般概要

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

国名	フィリピン共和国
面積	30 万 km^2
人口	9,647 万人(2012 年推定)
首都	マニラ
言語	タガログ語を基本とするフィリピン語と英語が公用語
宗教	カトリック 83%、その他のキリスト教徒 10%、イスラム教 5%
民族	マレー系が中心。中国人、スペイン人との混血も多い。主に山岳地帯に住むネグリト、ボントック、イフガオのほかミンダナオ島など南部に住むイスラム教徒のモロなどの少数民族
政治体制	立憲共和制。大統領制を採用し、首相は設置していない。
通貨	フィリピン･ペソ 1 フィリピン･ペソ＝100 センタボ 1 ドル= 40.85 ペソ、1 ペソ= 2.16 円 (2013 年初)
国内総生産	2,248 億米ドル(名目、2011 年)
1 人当たりの国民総所得	2,210 米ドル(名目、2011 年)

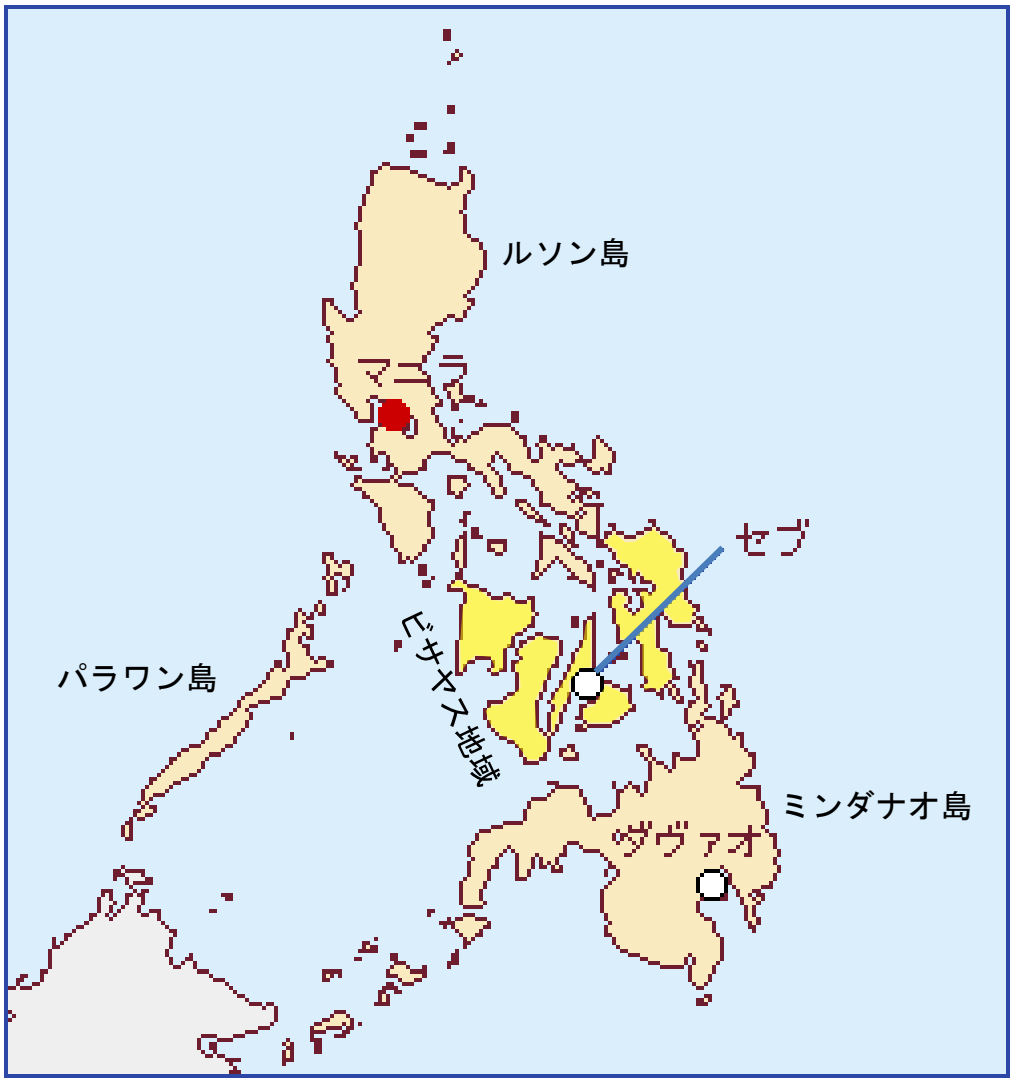


図７．６－１　フィリピン概観図(3)

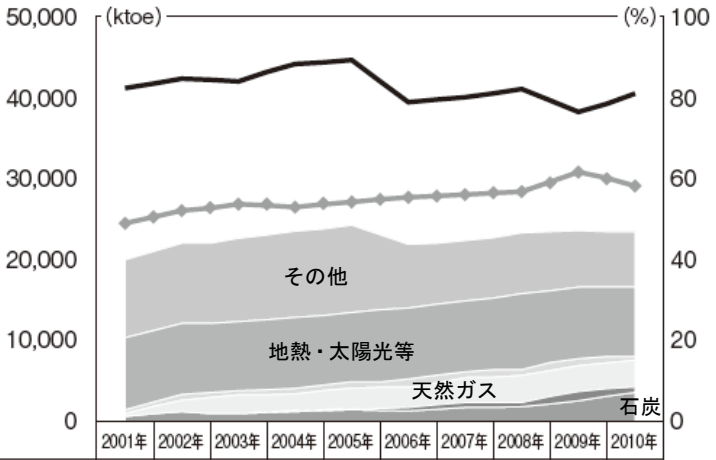
出典：外務省．フィリピン　島名を加筆、ビサヤス地域に着色

７．６．２　エネルギー政策の概要

（１）エネルギー需給

国際エネルギー機関(IEA)によると、一次エネルギー供給量（図 7.6-2）は、2001～2005 年で 8.5%（41.2 Mtoe→44.7Mtoe)、2006～2010 年で 2.8 %(39.4Mtoe→40.5Mtoe)の伸び率となった。(次図の注参照)2010 年の一次エネルギー国内生産は、石炭 3.5Mtoe、天然ガス 3.0Mtoe、原油 0.9Mtoe、地熱・太陽光等 8.5Mtoe で、化石燃料の国内生産が伸びている。地熱・太陽光等は(その大部分が地熱によるものと思われるが)2001～2010 年の 10 年間で大きな増減はなく、経済的に開発可能なものは大部分が既に開発済みと思われる。

最終エネルギー消費量（図 7.6-3）はおおむね横ばいで、2010 年には 23.8Mtoe となっている。用途別では、運輸 8.0Mtoe（33.8%)、工業 6.4Mtoe（26.9%)、家庭 6.1Mtoe(25.7%)となっている。(1)



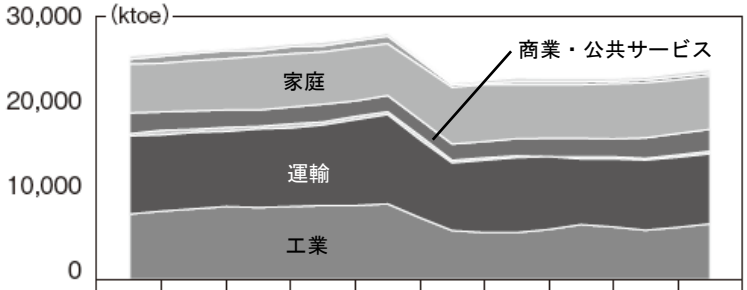
	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
その他	9,751	10,025	10,306	10,595	10,892	7,704	7,660	7,615	6,934	6,790
地熱・太陽光等	8,977	8,805	8,444	8,839	8,513	9,001	8,787	9,224	8,881	8,541
水力	611	605	677	739	721	855	736	846	842	671
天然ガス	114	1,426	2,174	2,007	2,658	2,529	3,032	3,192	3,213	3,048
原油	66	282	20	19	29	491	548	644	1,132	856
石炭	590	798	882	1,191	1,382	1,130	1,632	1,732	2,474	3,510
国内供給量	41,206	42,335	42,124	44,268	44,692	39,382	39,980	41,067	38,102	40,477
自給率（%）	48.8	51.8	53.4	52.8	54.1	55.1	56	56.6	61.6	57.9

図７．６－２　一次エネルギー国内生産量の推移

(注) 2006 年に『その他』が減少しているのは、統計手法の変更による.

自給率＝国内生産量/一次エネルギー国内供給量として計算.

出典：海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)に加筆



	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
非エネルギー消費	251	293	329	364	227	271	330	257	270	223
その他	725	917	773	798	820	227	158	372	326	347
家庭	5,495	5,606	5,997	5,988	5,923	6,426	6,324	6,189	6,251	6,124
商業・公共サービス	2,223	2,153	1,936	2,000	1,821	2,066	2,001	2,054	2,412	2,664
農業	340	330	359	301	292	63	78	136	129	134
運輸	8,873	8,669	8,907	9,206	10,209	7,835	8,668	7,608	7,918	8,044
工業	7,533	8,148	8,221	8,445	8,610	5,554	5,389	6,289	5,721	6,416

図７．６－３　最終エネルギー消費量の推移

出典：海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)に加筆

(注) 2006 年に『工業』、『運輸』等が大幅に減少しているのは、統計手法の変更による.

（2）エネルギー生産

国内には天然ガスや石炭、地熱、水力資源などがあるが、政府は、エネルギー自給率の向上を目指し、油田・ガス田開発や炭鉱開発などを進めている。2000年代に入りパラワン島沖合で大規模ガス田の開発が進められたことなどが奏功し、エネルギー自給率は、2010年には57.9%と2000年に比べ約10%上昇した。さらに化石燃料資源の開発を進めるとされている。

また、フィリピンは火山国で豊富な地熱資源があり、米国に次ぐ世界第2位の地熱発電設備を保有している。水力資源も比較的豊富で、大規模なものから開発が進められている。このほか、農業が盛んで、農業廃棄物を中心とした非商業エネルギー資源も多い。(1)

a. 石炭

国内には、ルソン島北部、ビサヤス地域の各島およびミンダナオ島に計13ヵ所の石炭盆地がある。エネルギー省（DOE：Department of Energy)によると、国内の推定埋蔵量は23.7億MT(メトリックトン)で、そのうち可採埋蔵量は4.4億MT（18.4%)となっている。

石炭の生産量は2002年から急激に増加しており、2011年には1998年比6.6倍(115.7万MT→761.1万MT)となった。輸入量も増加しており、2011年には1998年比2.6倍(428万MT→1,097万MT)となった。(1)

b. 天然ガス

天然ガスの推定埋蔵量は、25.7～39.5Tcf（兆立方フィート）で、そのうち確認埋蔵量は3.4～5.4Tcfとされる。2012年4月には、南沙諸島近海のSampaguitaガス田に最大20Tcfが賦存している可能性も浮上している。

国内最大規模のMalampayaガス田は、最大可採埋蔵量が2.5～3.7Tcfと推定され、300万kW級の火力発電所を約20年間運転できる量とされる。このガス田の天然ガスは、2001年の供給開始以降、発電燃料として利用され、海底パイプライン(Malampaya-Batangas、延長504km）によりルソン地域南部の3カ所の発電所へ供給されている。政府は、今後もパラワン島沖合を中心にガス田開発を推進するとしている。(1)

c. 石油

国内の石油開発の歴史は古く、1896年にセブ島のToledo地点で石油の湧出が確認されたことに始まる。その後、各地で石油の開発が行われ、1976年にパラワン島沖のNido地点(Malampayaガス田近郊)とその周辺で油田が発見されたが、いずれも小規模なものであった。 Nido油田では1979年から石油の生産が開始され、2002年までの累計生産量は5,000万bbl(バレル)程度となっている。

DOEが2000～2001年に実施した石油資源評価(Philippine Petroleum Resource Assessment)では、石油の埋蔵量は約90億bblと推定され、有望地点はパラワン島周辺に集中している。(1)

（3）エネルギー政策

a. 概要

DOE は、エネルギーの安定供給や効率的利用、エネルギー自給率の向上などを目的に、中長期のエネルギー計画（PEP：Philippine Energy Plan)や電源開発計画（PDP：Power Development Plan）を策定し、必要に応じて更新している。

近年、フィリピンは高い経済成長を遂げているが、エネルギー需要はそれほど伸びていない。そうしたなか、政府は、2012 年に鉄鋼事業を投資優先事業に新規追加するなど、重工業部門の事業促進を図る方針を打ち出していることから、今後、エネルギー需要が増加するとみられる。

DOE はエネルギー需要の増加に対応するため、PEP の重点施策として国内資源(石油、石炭、天然ガス、再生可能エネルギー(以下、再エネ))の開発を促進している(表７．６－２)。(1)

表７．６－２　再エネ開発促進施策

出典：海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

項目	概要	根拠法令 (施行年)
地熱発電	再エネの中でもいち早く取り組み、開発事業者への優遇措置を規定。	「地熱発電に関する大統領令」 （1972 年）
小型水力発電	地熱発電の次に注目され、民間参入を促進。	「小型水力発電開発法」 （1991 年）
バイオ燃料	バイオエタノールやバイオディーゼルなどの普及と、衰退するサトウキビ等の国内農産業に対する支援と雇用創出を目的に、バイオ燃料をガソリン・石油へ一定程度混合使用することを義務付け。	「バイオ燃料法」 （2007 年）
再エネ	バイオマス、太陽エネルギー、風力、水力、地熱、海洋エネルギーなど幅広い再エネ開発と利用を促進するため、投資に対する優遇措置を規定。	「再生可能エネルギー法」 （2008 年）

b. 電気事業制度

政府は、2001 年 6 月に電力産業改革法（EPIRA：Electric Power Industry Restructuring Act）を成立させた。EPIRA 施行により、電気事業改革の実施主体として、ERC と電力部門資産債務管理公社（PSALM：Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation)が設立された。

ERC は、EPIRA で定められた運用ルールの整備や競争の促進など、発電・送電・配電・小売の各部門における全般的な規制・監督権限を有している。

EPIRA による電気事業改革の大きな目的の一つであった卸売電力スポット市場(WESM：Wholesale Electricity Spot Market)については、アジア開発銀行(ADB)や国際協力銀行(JBIC)の支援等を受け、2006 年 6 月にルソン系統で、2010

年 12 月にビサヤス系統で、それぞれ開設された。将来的には、ミンダナオ地域での開設も検討される予定である。

残る EPIRA による電気事業改革の大きな目的としては、オープンアクセス（小売自由化）制度（OARC:Open Access and Retail Competition)の導入と、これに伴う小売競争市場（CREM:Competitive Retail Electricity Market、WESM の中に開設）の創設が挙げられる。OARC は、2012 年 12 月から試行・検証が行われ、2013 年 6 月に導入された。(1)

1）発電電力量

発電事業者による全国の年間発電電力量(発電端)は、2001 年から年率 3.9%で増加し、2011 年には 692 億 kWh に伸びている(図７．６－４)。 2009 年は世界同時不況の影響により対前年比 1.8%増にとどまったため、翌 2010 年はその反動から対前年比 9.4%増となったが、2011 年は対前年比 2.1%増であった。

発電燃料別にみると、エネルギー自給率の向上にむけて発電燃料を石油から石炭や天然ガスにシフトし、あわせて揚水発電所を中心に水力開発を進めてきた結果、石油の構成比率が、90 年代のおよそ 50%から 2011 年時点で 4.9%まで大幅に低下した一方、石炭と天然ガスの構成率が、2011 年時点であわせて 66.4%に増加している(図７．６－５)。(1)

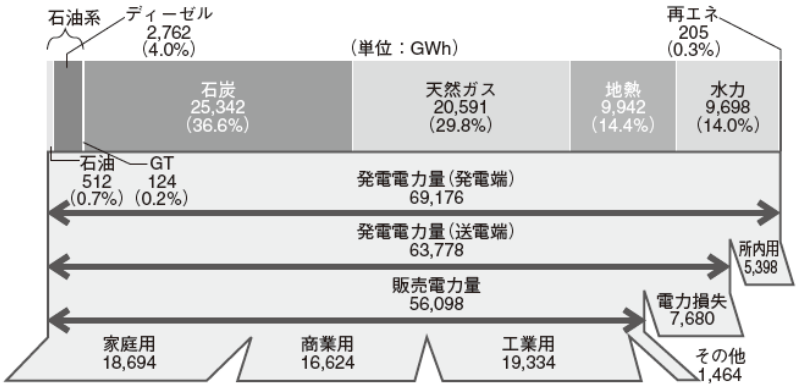


図７．６－４　全国の電力需給バランス(2011 年)

出典：海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版（下巻）(1)

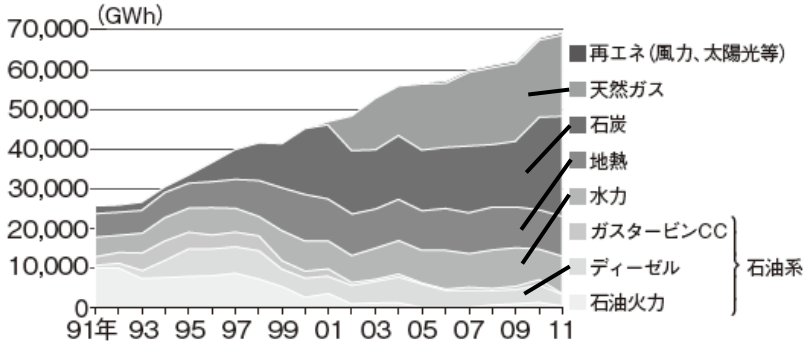


図７．６－５　燃料別発電電力量の推移

出典：海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版（下巻）(1)に引出し線を加筆

2）発電設備

2011年の全国の発電設備容量は1,605万kWであり、電源構成は、石油18.5%、石炭30.4%、天然ガス17.8%、水力21.3%、地熱11.6%、その他0.4%となっている(表７．６－３)。これまで石油火力が主力電源であったが、老朽化したディーゼル設備や石油火力設備が順次廃止される一方、IPPsが石炭火力設備や天然ガス火力設備を新設したことから、石油系の構成比率が低下し、石炭火力や天然ガス火力の比率が増加している(図７．６－６)。また、財閥系IPPs 3社が総発電設備の54%を所有しており、その影響力は大きい。

フィリピンでは再エネの開発が積極的に行われており、2011年末時点で稼働中の再エネ発電設備容量は、全体の33.2%を占めている。その主なものは、水力発電343万kW、地熱発電186万kW、風力発電3万kW、バイオマス発電5万kW、太陽光発電1,000kWであり、地熱発電の設備容量が大きいのが特徴である。地熱発電は、運転コストが水力発電に次いで安価なこともあり、ベース電源の一つとして活用され、エネルギー自給率の向上に貢献している。(1)

表７．６－３　地域別発電設備容量の推移

出典：海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

(単位:MW)

年		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
全国	石炭	3,963 (27.0%)	3,958 (26.2%)	3,967 (25.5%)	3,967 (25.4%)	4,177 (26.4%)	4,213 (26.4%)	4,213 (26.9%)	4,277 (27.4%)	4,867 (29.7%)	4,887 (30.4%)
	天然ガス	2,763 (18.8%)	2,763 (18.3%)	2,763 (17.8%)	2,763 (17.7%)	2,763 (17.5%)	2,834 (17.8%)	2,831 (18.1%)	2,831 (18.1%)	2,861 (17.5%)	2,861 (17.8%)
	ディーゼル/石油	3,527 (24.0%)	3,604 (23.8%)	3,669 (23.6%)	3,663 (23.5%)	3,602 (22.8%)	3,616 (22.7%)	3,353 (21.4%)	3,193 (20.5%)	3,193 (19.5%)	2,968 (18.5%)
	水力	2,518 (17.1%)	2,867 (19.0%)	3,217 (20.7%)	3,222 (20.6%)	3,257 (20.6%)	3,289 (20.6%)	3,291 (21.0%)	3,291 (21.1 %)	3,400 (20.8%)	3,427 (21.3%)
	地熱	1,931 (13.1%)	1,931 (12.8%)	1,931 (12.4%)	1,978 (12.7%)	1,978 (12.5%)	1,958 (12.3%)	1,958 (12.5%)	1,953 (12.5%)	1,966 (12.0%)	1,855 (11.6%)
	再エネ	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	26 (0.2%)	26 (0.2%)	27 (0.2%)	34 (0.2%)	64 (0.4%)	73 (0.4%)	54 (0.3%)
	合　計	14,702	15,124	15,548	15,619	15,803	15,937	15,680	15,609	16,360	16,052
ルソン	石炭	3,758.0	3,769.0	3,769.0	3,769.0	3,769.0	3,783.0	N/A	3,849.0	3,849.0	3,849.0
	天然ガス	2,763.0	2,763.0	2,763.0	2,763.0	2,763.0	2,834.0	N/A	2,831.0	2,861.0	2,861.0
	ディーゼル/石油	2,491.0	2,514.0	2,514.5	2,403.7	2,333.1	2,363.1	N/A	1,984.0	1,984.0	1,758.0
	水力	1,510.0	1,858.0	2,207.9	2,212.9	2,247.5	2,281.2	N/A	2,280.0	2,346.0	2,384.0
	地熱	907.0	907.0	907.2	954.0	954.0	885.7	N/A	886.0	899.0	809.0
	再エネ	0.0	0.0	0.0	25.0	25.0	25.0	N/A	34.0	42.0	9.0
	合　計	11,429.0	11,811.0	12,161.6	12,127.6	12,091.6	12,172.0	N/A	11,864.0	11,981.0	11,660.0
ビサヤス	石炭	205.0	189.3	198.1	198.1	198.1	198.1	N/A	196.0	786.0	806.0
	天然ガス	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	0.0
	ディーゼル/石油	489.8	530.4	595.5	667.7	677.7	658.7	N/A	615.0	615.0	615.0
	水力	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	10.6	N/A	13.0	13.0	12.5
	地熱	915.8	915.8	915.8	915.8	915.8	964.2	N/A	964.0	964.0	943.0
	再エネ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N/A	29.0	29.0	44.0
	合　計	1,622.2	1,647.1	1,721.0	1,793.2	1,803.2	1,831.6	N/A	1,817.0	2,407.0	2,420.5
ミンダナオ	石炭	0.0	0.0	0.0	0.0	210.0	232.0	N/A	232.0	232.0	232.0
	天然ガス	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	0.0
	ディーゼル/石油	546.2	559.0	559.2	591.2	591.2	594.3	N/A	594.0	594.0	595.0
	水力	996.7	998.0	997.7	997.7	997.7	997.7	N/A	998.0	1,040.0	1,040.0
	地熱	108.5	108.0	108.5	108.5	108.5	108.5	N/A	103.0	103.0	103.0
	再エネ	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	1.0	N/A	1.0	1.0	1.0
	合　計	1,651.4	1,665.0	1,665.4	1,698.4	1,908.3	1,933.4	N/A	1,928.0	1,970.0	1,971.0

（注）全国の（　）内数値は、全体に占める比率.2008 年については地域別の公表値なし.

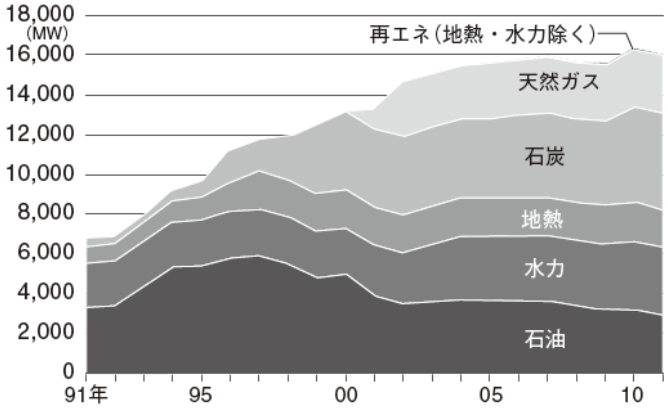


図７．６－６　燃料別発電設備容量の推移

出典：海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

７．６．３　再生可能エネルギーの種別の現状と展望

（１）再生可能エネルギーの導入促進の施策

政府は、電力の供給力確保や二酸化炭素排出量削減に向けた方策の一つとして、再エネ事業を今後も加速していくとしており、国家再生可能エネルギー局（NREB：National Renewable Energy Board）が主体となって、「国家再生可能エネルギー計画」(NREP：National Renewable Energy Plan、DOE が策定)に基づき推進している。NREP では、再エネ発電設備を 2008 年の 530 万 kW から 2030 年に倍増させるとされており、NREB は、目標を達成するため、再エネ発電の電力について固定価格買取制度(FIT:Feed-in Tariff)の準備を進め（1）、2012 年 7 月に導入した。

固定価格買取制度（FIT）については、再生可能エネルギー法（2008 年施行）に基づいて導入が検討されてきたが、価格設定に向けた調整がなかなか進まなかった。エネルギー規制委員会（ERC:Energy Regulatory Commission)は、NREB の案をもとに検討した結果、2012 年 7 月に NREB 案を下回る買取価格案を公表した（表７．６－４）。(1)

表７．６－４　再エネの固定買取価格(案)

出典：海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

	期間	買取価格		(参考) 目標買取 kW (当初 3 年間)
		ペソ/kWh	(再掲) 米ドル/kWh	
水力 (10,000kW 未満)	20 年	5.900	0.141	250MW
バイオマス	20 年	6.630	0.158	250MW
風力	20 年	8.530	0.203	220MW
太陽光	20 年	9.680	0.231	100MW
海洋エネルギー (未定)	－	－	－	10MW

NREB は、再エネ事業の政府認可を受けて商業運転を開始した順に事業者への FIT 適用を認め、目標買取 kW に達した時点で適用を打ち切ることにしている。FIT が導入されれば、民間資本による再エネ事業への参入が加速するとみられる。

政府は、FIT と再生可能エネルギー利用基準制度（RPS：Renewables Portfolio Standard)により再エネ開発を推進する方針である。これについて関係当局は、「RPS は、大水力や地熱など、商業ベースに乗っている再エネを対象にしているが、FIT ではこれらを対象とせず、太陽光などの事業コストが高い再エネの開発を促すことが狙いである」としている。(1)

（２）再生可能エネルギーの導入状況および計画

フィリピンでは、再生可能エネルギー計画（The National Renewable Energy Plan2012-2030）において 2030 年までに再生可能エネルギーを 1,548MW を追加導入することを目標としている。その内訳は、図７．６－７に示すように風力発電の割合が最も高くなっており、38%（593MW）である。

また、2012 年に導入された固定価格買取制度（FIT）では、風力発電、バイオマス、太陽光発電、河川水力発電が対象になっている。(4)

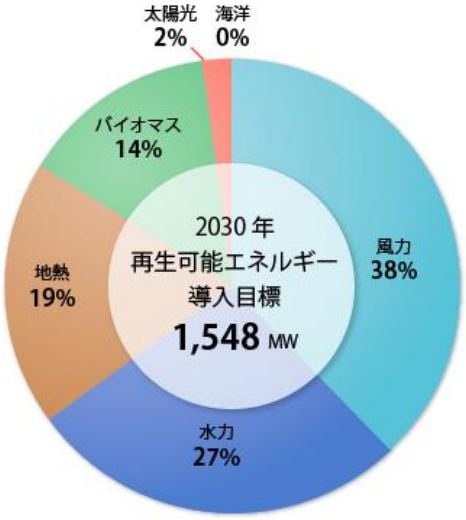


図７．６－７　2030 年までの再生可能エネルギー追加導入目標(4)
出典：新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス Web サイト

a. 水力

DOE によると、包蔵水力は 1,310 万 kW と推定され、内訳は水力（1 万 kW 超）1,122 万 kW、ミニ水力（100kW 超、１万 kW 以下）185 万 kW、マイクロ水力（100kW 以下）2.7 万 kW となっている。 2011 年末までに開発された水力発電所は包蔵水力の約 26%（343 万 kW）で、地域別では、ルソン地域 238 万 kW、ビサヤス地域 1.3 万 kW、ミンダナオ地域 104 万 MW となっている。政府は、再エネ開発の一環として水力開発を行うことにしており、2012～2030 年に 533 万 kW の開発を計画している。(1)

b. 地熱

フィリピンは地熱資源に恵まれており、資源量は 479 万 kW と推定されており、米国、インドネシア、日本に次ぐ世界第 4 位の地熱資源国である。地熱発電は、発電コストが水力発電に次いで安く、設備利用率が高いことから、以前から重要なベース電源として活用されている。発電設備容量は 2011 年末で 186 万 kW(ルソン地域 5 ヵ所、ビサヤス地域 4 ヵ所、ミンダナオ地域 1 ヵ所の計 10 ヵ所)と、全世界の地熱発電設備容量の 16%を占め、アメリカに次いで世界第 2 位となっている。稼働中の設備については、2007 年にルソン地域で運開した Northern Negros 発電所(5 万 kW)を除き、ほとんどの地熱発電所が 1990 年代以前に建設されたものであり、主にルソン地域(計 81 万 kW)、ビサヤス地域(計 94 万 kW)に立地している。政府は 2012～2030 年に 117 万 kW の開発を計画している。(1)

c. 風力

フィリピンはアジア太平洋地域のモンスーンベルト周辺部に位置し、季節風が吹き、風力密度は 0.5kW/m² に及ぶことから、風力のポテンシャルが 7,660 万 kW、技術的な開発可能容量は 740 万 kW と推定されている。これまで建設された風力発電設備は 2011 年末で、ルソン島北部（北イロコス州）に立地する Bangui Wind Firm (l,650kW×20 基）のみだが、政府は 2012～2030 年に、ルソン島北沖合の Batanes 諸島（および Babuyan 島）やルソン島北西部など風力発電の有望地点で 198 万 kW の開発を計画している。(1)

フィリピンは、ASEAN 諸国の中で最大の累積風力発電設置容量になっている。導入目標達成のための導入が今後進められる。(4)

d. 太陽光

米国再生可能エネルギー研究所（NREL：National Renewable Energy Laboratory）によると、太陽光発電のポテンシャルは年間平均日量 5.1kWh/m² と推定されている。 2012 年末時点で、大規模太陽光発電設備はミンダナオ島北部(Cagayan Oro）に立地する CEPALCO (Cagayan Electric Power and Light Company)の太陽光発電所（1,000kW）のみである。このほか、地方電化の一環として、送電系統に接続されていない地域で SHS (Solar Home System)が設置されている。政府は 2012～2030 年に、28 万 kW の開発を計画している。(1)

e. バイオマス

国内には、大規模農業、畜産、林業などで出されるバイオマス資源(稲わら、もみ殻、バガス、ココナッツ殻など)が豊富にあり、NREL は、そのポテンシャルを石油換算 3.23 億バレルと推定している。2011 年末時点で発電設備容量は 2 万 kW である。政府は 2012～2015 年に、8 万 kW の開発を計画している。

また、政府は、2007 年からバイオディーゼル 1%混合(B1)、2009 年から 2%

混合(B2)燃料の使用を、バイオエタノールでは 2009 年から 5%混合(E5)、2011 年から 10%混合(E10)ガソリンの使用を義務付けている。(1)

現状、バイオディーゼルは国内で豊富に生産されているヤシ油(ココナッツオイル)を原料に十分な供給能力があり、需要に見合った生産が行われているが、サトウキビを主原料とするバイオエタノールは製造能力等、国内供給が不十分なため、輸入によって需要を満たしている。このため、バイオエタノール製造工場建設の計画推進や、セルロース系バイオマスからのバイオエタノール製造研究が進められている。(5)

f. 海洋エネルギー

フィリピンは島嶼国であるため、海洋エネルギー開発に期待が寄せられている。ミンダナオ州立大学の研究では、1.7 億 kW のポテンシャルが想定されており、その中でも海洋温度差発電（OTEC:Ocean Thermal Energy Conversion）が有望視されている。 2011 年 7 月には、ルソン島中部の Zambales 州に国内初の海洋温度差発電施設（1 万 kW）を建設する計画が発表され、注目が集まっている。(1)

7．6．4　気候変動に関する政策

（1）国内体制の整備

気候変動に関する政府間パネル(IPCC)や世界銀行などの報告書にあるように、島嶼国であるフィリピンでは、農村地域などを中心に気候変動の影響を受けやすく、喫緊の対応が必要とされている。このため、政府は、気候変動に関する省庁間の調整をする気候変動庁委員会(IACCC:Inter-Agency Committee on Climate Change)を 1991 年に設立し、気候変動問題への対応に早くから着手している。

2003 年には京都議定書を批准し、翌 2004 年に環境天然資源省（DENR:Department of Environment and Natural Resources）を京都メカニズムに関する指定国家機関(DNA：Designated National Authority)に指定した。2007 年には、IACCC に代わる実質的な気候変動問題に関する主導的な調整機関として、気候変動に関する大統領特別委員会（PTFCC:Presidential Task Force on Climate Change)が設立され、IACCC は PTFCC の技術部門として改編された。

2009 年には、気候変動と地球温暖化に関する国家政策を明確にするため、気候変動法(the Climate Change Act of 2009、共和国法第 9729 号) が施行された。同法の施行により、政府機関等によるこれまでの取り組みの統合・組織化が図られ、気候変動問題に関する唯一の政策決定機関として気候変動委員会(CCC：Climate Change Commission)を設立し、大統領が委員長に就任している。(1)

（2）環境政策

政府は、健全で安全、繁栄、自立した社会と多様な生態系を保ち、気候変動リスクに対応する国を目指すとしており、CCC は具体的指針として、2010 年に

「NFSCC2010-2022 (National Framework Strategy on Climate Change) 2010-2022」を策定した。また、「NCCAP (the National Climate Change Action Plan) 2011-2028」のなかで行動計画が示された。CCC はこれらに基づき、エネルギーの効率向上や省エネルギーの推進、再エネの開発、輸送部門におけるバイオ燃料の利用などを推進し、CDM を活用した温室効果ガスの排出削減、新技術の導入なども進めている。(1)

参考文献

７．６　フィリピン

(1) 一般財団法人　海外電力調査会.
海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）第 16 章　pp.51-76.

(2) 国際協力機構（JICA）. 世界の様子（国別生活情報）フィリピン
https://www.jica.go.jp/regions/seikatsu/ku57pq000005g185-att/ku57pq000005g1du.pdf

(3) 外務省. フィリピン　http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/philippines/index.html

(4) 新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス. フィリピンはアセアンにおける最大の風力発電国　（7.6.3 (2) ）　https://www.asiabiomass.jp/topics/1607_03.html

(5) 新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス. フィリピンのバイオ燃料導入目標（7.6.3 (2) ）　https://www.asiabiomass.jp/topics/1311_02.html

７．７　ベトナム

７．７．１　国の概要

ベトナム（表 7.7-1、図 7.7-1）は、南北に 1200km と細長い国土を持つため、同じ時期でも地域によって気候は大きく異なる。ハノイを含む北部は亜熱帯性気候で、四季の変化がある（ただし、ハノイの四季は 40 度近い夏（4 月～9 月）と暖房の必要な冬（1～3 月）、及びこれらの間に短い春と秋がある程度)。ホーチミンを含む南部は熱帯モンスーン性気候で、乾季（11 月～3 月）と雨季（5～10 月）の二季がある。(2)

ベトナムは、共産党による一党支配体制を堅持しつつも、経済政策面では 1986 年に導入した「ドイモイ(刷新)政策」により市場経済化や対外開放に努め、外資導入に向けた構造改革や国際競争力強化に取り組んできた。その結果、1990 年代中頃には経済成長率 9%台の高成長を達成し、アジア通貨危機の影響で 1998～1999 年に成長率が 4～5%台に落ち込んだものの、貿易の拡大や海外からの直接投資の増加により 2000～2007 年には再び 7～8%程度の高い経済成長を見せた。2008～2011 年の経済成長率は、世界金融危機の影響もあって 5～6%台で推移しており、至近ではやや減速傾向である。(1)

表７．７－１　ベトナムの一般概要

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版（下巻）(1)

国名	ベトナム社会主義共和国
面積	33 万 1,212km²
人口	8,973 万人(2012 年推定)
首都	ハノイ
言語	ベトナム語
宗教	仏教(大乗仏教が主)、南部にカオダイ教、ホアハオ教。カトリックは人口の約 7%
民族	ベトナム人(キン民族)が約 86%。ムオン、モン、ザオ、タイ、クメール、チャムなど 53 の少数民族。中国系は 3%
政治体制	社会主義共和制。共産党一党支配
通貨	ドン 1 ドン＝0.04 円(2013 年初)
国内総生産	1,240 億米ドル(2011 年)
1 人当たりの国民総所得	1,260 米ドル(2011 年)

図７．７－１　ベトナム概観図
出典：外務省．ベトナム[3]

７．７．２　エネルギー政策の概要

（１）エネルギー需給

ベトナムでは経済成長に伴い、国内のエネルギー需要は堅調に伸びている。

石炭、石油製品、天然ガス、水力などの供給量が年々増加しているほか、2009 年以降は原油によるエネルギー供給が急増している。これは、国内製油所の完成等に伴ってこれまで輸出していた原油を国内向けに回すようになってきたためと考えられる。この結果、特に 2010 年は原油の輸出量と石油製品の輸入量が大きく減少している。

また、電力については 2006 年以前も中国からの輸入を行っていたが、2007 年から輸入量が大きく増えたため一次エネルギーとしてデータ上に計上されるようになっている。

2010 年の一次エネルギー供給量をエネルギー別に見ると、構成比率は、石炭 24.7%、原油 12.5%、石油製品 19.5%、天然ガス 13.7%、水力 4.0%、薪炭等の非商業エネルギー（再生可能エネルギー含む) 24.8%、電力 0.7%となっている。

表７．７－２にエネルギー需給バランスを示す。石炭については、生産量の半分近くが輸出されており、国内では主に工業用と発電用として消費されている。原油については国内の精製施設の整備に伴い輸出が減少し、2009 年に 1,361 万トンあった輸出量が 2010 年では 812 万トンにまで減っている。これにより石油製品の輸入も減少し、2009 年に 1,477 万トンあった輸入量が 2010 年では 1,250 万トンにとどまっている。また、天然ガスは、全量が国内で生産・消費され、ほとんどが発電用として使われている。薪炭等の非商業エネルギー（再生可能エネルギーを含む）は、ほとんどが民生用に使われている。

ベトナムでは電力も輸入しており、主な輸入相手国は中国である。また、ラオス、カンボジアとも少量であるが電力取引を行っており、こちらは輸出が主とな

っている。(1)

表７．７－２　エネルギー需給バランス(2010 年)

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

(単位:ktoe)

	2010 年エネルギー受給量											
	石炭	原油	石油製品	天然ガス	原子力	水力	地熱・太陽光等	非商業エネルギー	電力	熱	計	(構成比)
一次エネルギー供給(構成比)	14,651 (24.7%)	7,411 (12.5%)	11,572 (19.5%)	8,122 (13.7%)	0 (0.0%)	2,369 (4.0%)	0 (0.0%)	14,707 (24.8%)	399 (0.7%)	0 (0.0%)	59,230 (100.0%)	(100.0%)
国内生産	24,646	16,030	－	8,122	－	2,369	－	14,707	－	－	65,874	(111.2%)
輸入	591	－	12,499	－	－	－	－	－	482	－	13,572	(22.9%)
輸出	－ 11,118	－8,121	－1,526	－	－	－	－	－	－83	－	－20,848	－ (35.2%)
在庫変動等	532	－499	599	－	－	－	－	－	－	－	632	(1.1%)
転換・ロス	－4,836	－6,922	4,851	－7,629	0	－ 2,369	0	－886	7,077	0	－10,716	(100%)
石油精製	－	－5,606	5,692	－	－	－	－	－	－	－	85	－(0.8%)
発電	－4,837	－	－1,161	－7,629	－	－ 2,369	－	－15	8,162	－	－7,850	(73.3%)
その他	1	－1,316	320	－	－	－	－	－871	－1,085	－	－2,951	(27.5%)
最終エネルギー消費(構成比)	9,814 (20.2%)	489 (1.0%)	16,422 (33.8%)	492 (1.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	13,821 (28.5%)	7,476 (15.4%)	0 (0.0%)	48,515 (100%)	(100.0%)
工業	8,227	－	2,117	492	－	－	－	2,584	4,000	－	17,421	(35.9%)
運輸	－	－	10,144	－	－	－	－	－	0	－	10,144	(20.9%)
農業	20	－	512	－	－	－	－	－	81	－	612	(1.3%)
商業・公共サービス	364	－	702	－	－	－	－	3	685	－	1,754	(3.6%)
民生	1,204	－	872	－	－	－	－	11,235	2,709	－	16,020	(33.0%)
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	0	(0.0%)
非エネルギー消費	－	489	2,076	－	－	－	－	－	－	－	2,564	(5.3%)

（２）エネルギー生産

ベトナムでは、南部の沖合に油田やガス田、北部に石炭が存在するほか、国の西側を北から南にかけていくつもの河川があることから水力資源も豊富である。また、南北に長い海岸線を有し、熱帯季節風気候であることから、風力のポテンシャルも大きい。(1)

a. 原油

ベトナムの原油の確認埋蔵量は、2011 年末時点で約 44 億バレルと推定されている。ベトナムでは、1986 年の Bach Ho 油田を皮切りに原油の商業生産が開始され、2004 年には日量 43 万バレルが生産された。しかし、主力の Bach Ho 油田が衰退期に入ったため、2005 年から生産量は減少に転じ、2008 年には日量 32 万バレルとピーク時の約 75%にまで落ちた。その後、相次いで新規油田が生産に入ったこともあって生産量はやや回復しているが、2011 年の生産量は日量 33 万バレルとなっている。

原油はベトナムの主要な輸出品目の一つで、2012 年には 928 万トンを輸出している。輸出額で見ると、総輸出額(1,146 億米ドル)の 7.2% (82 億米ドル)を原油が占めている。2012 年の最大の原油輸出相手国は日本となっており、次いでオーストラリア、さらに中国、マレーシア、韓国と続いている。一方で、主に

ブルネイからの原油の輸入も行っており、2012 年は 73 万トンを輸入している。

ベトナムの油田は南部を中心に存在しており、操業中の主な油田として Bach Ho 油田(White Tiger)、Rang Dong 油田(Dawn)、Hang Ngoc 油田、DaiHung 油田(Big Bear)、Su Tu Den 油田(Black Lion)などがある。(1)

b. 天然ガス

2011 年末時点でのベトナムにおける天然ガスの確認埋蔵量は 6,000 億 m^3 である。天然ガス（随伴ガスを含む）の生産量は 1990 年代後半から急増し、年生産量は 2002 年に 24 億 m^3、2006 年に 70 億 m^3、2011 年に 85 億 m^3 と順調に拡大している。生産された天然ガスはすべて国内で消費されており、その用途のほとんどは火力発電燃料である。

一方で、国内のガス需要の急速な伸びを受けて、ベトナムでは 2015 年をめどに LNG の輸入も計画されている。ベトナム初の LNG 受け入れ基地となる予定の Thi Vai 受け入れ基地については 2012 年に基本設計の入札が行われ、これを東京ガス・エンジニアリングが受注している。(1)

c. 石炭

ベトナム国内には、東北部 Quang Ninh 地域、北部･大陸棚の紅河デルタ炭田の 2 つの大きな石炭産出地域がある。

石炭の確認埋蔵量は、ベトナム石炭鉱産グループ(VINACOMIN)によれば、2011 年 1 月時点で確認埋蔵量は 487 億トンとされ、このうち紅河デルタ炭田の亜瀝青炭が 378 億トンと 78%を占め、東北部 QuangNinh 地域の無煙炭が 88 億トンと 18%を占める。

2012 年の石炭生産量は 4,190 万トンで、このうち輸出量は 1,520 万トンである。最大の輸出先は中国で、輸出量は 1,210 万トンである。これに次いで韓国に 110 万トン、日本に 100 万トンを輸出している。

輸入に関しては、2011 年 7 月に、VINACOMIN が試験的にインドネシアから 9,500 トンの石炭を輸入している。これは、ベトナム中部以南の石炭火力発電所用の石炭については、発熱量や輸送費用を総合的に勘案すると、国内炭が産出される北部から国内輸送するよりも、インドネシアやオーストラリアの海外炭を沿岸部のコールターミナルへ船で運搬する方が経済的であるとの判断によるものである。

ベトナム国内では火力発電用の石炭需要が今後も増加する見通しであることから、国内向けの石炭を確保する必要があり、2030 年までに国内生産を 6,500 万～7,500 万トンに増産する予定である。また、ベトナムでは国内への石炭供給を安定させるために石炭の輸出に関税を課しており、2012 年には石炭の輸出不振解消のためにそれまでの関税率 20%を 10%に引き下げたが、2013 年 5 月には再び引き上げ、13%とすることが決定された。(1)

（3）エネルギー政策

a. 概要

高い経済成長に伴って国内のエネルギー需要も大きく伸びているが、水力発電への依存度の高いベトナムでは乾季の水不足の際に電力不足となることが多くなってきている。今後も順調な経済成長を続けるためには、電力供給体制を強化するとともにエネルギーを効率的に利用する社会を形成していく必要がある。

効率的なエネルギー利用に関しては、政府は、2003 年 9 月に「エネルギーの効率的利用および省エネルギーに関する政令」を制定し、すべての企業に対して省エネルギーを実施するためのガイドラインを作成している。2006 年 4 月には「省エネルギー国家目標プログラム（2006 年～2015 年）」を作成する等、省エネルギーの促進に努めている。しかし、いずれの政令も根拠法の裏付けがない強制力を伴わない指針であるため、実効性は乏しかった。

そこで、2010 年 7 月、政府は体系的かつ包括的な省エネルギー関連制度を確立するため、日本からの支援も受け、「省エネルギーおよびエネルギーの効率的利用に関する法律（省エネ法）」を公布し、2011 年 1 月に施行した。新たな制度の主な内容は、エネルギー消費の多い指定事業所への規制（エネルギー管理士の配置、エネルギー管理計画書・報告書の提出、３年ごとのエネルギー診断）や、家電製品等を対象とした省エネルギーラベリング制度などである。省エネ法施行後に関連省令等の整備が進められ、ラベリング制度については 2013 年 1 月より実質的な規制がスタートする予定であったが、開始時期は延期されていた(1)。その後、2013 年に省エネラベリング制度は導入された。

b. 電気事業体制

電力関連の行政機関を図７．７－２に示す。「商工省（MOIT：Ministry of Industry and Trade)」は 2007 年 7 月に工業省と商業省が統合したものであり、各産業に加え、電力・エネルギーの分野を管轄している。「計画投資省（MPI：Ministry of Planning and Investment)」は、「国家マスタープラン」や投資分野における管理責任を負い、「資源環境省（MONRE:Ministry of Natural Resources and Environment)」は、環境規制などを担当する。

MOIT の下部組織として、電力市場の開発および規制を管轄するベトナム電力規制局（ERAV:Electricity Regulatory Authority of Vietnam)、および、エネルギー政策の原案作成や全国・地域レベルの電力開発計画の策定、電力設備・機器に関する調査・研究などを担当するエネルギー研究所（IE：Institute of Energy)がある。

ベトナムでは５年ごとに電力マスタープランを策定しており、最新のものは 2011 年 7 月に首相承認を受けた第 7 次電力マスタープラン（PDP7：the 7th National Power Development Master Plan)である。 PDP7 では電力設備に関する 2011 年から 2020 年までの開発計画と、2030 年までの長期ビジョンが示されている。

表７．７－３ に PDP7 における発電設備の開発計画を示す。 2012 年時点での発電設備容量は約 2,700 万 kW となっているが，PDP7 では 2020 年には 2.8 倍の 7,500 万 kW、2030 年には 5.4 倍の 1 億 4,680 万 kW にまで拡大する計画となっている。(1)

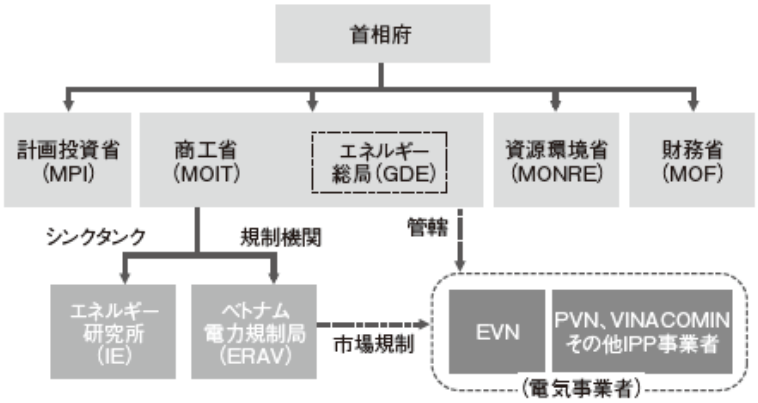


図７．７－２　電力セクター組織図

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

表７．７－３　第 7 次電力マスタープランにおける設備開発計画

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

項目	計画値(MW)	
	2020 年	2030 年
風力発電	1,000	6,200
バイオマス発電	500	2,000
水力発電(揚水発電を含む)	19,200	24,900
ガス火力発電	12,400	17,300
石炭火力発電	36,000	70,000
原子力発電	1,000	10,700
電力輸入	2,200	7,000
その他	2,700	8,700
合　計	75,000	146,800

ベトナム政府は 2016 年 3 月に、2011 年に策定した第 7 次電力開発計画の見直しを行った。見直した内容は 2030 年までを視野に入れたエネルギー保障と、平均経済成長率 7.0%（2011 年に対し 1.5%下方修正）を考慮している。全電力量は当初計画（PDP7）に対し、2020 年では 20%減、2030 年では 18%減の計画になった（図７．７－３参照)。(4)

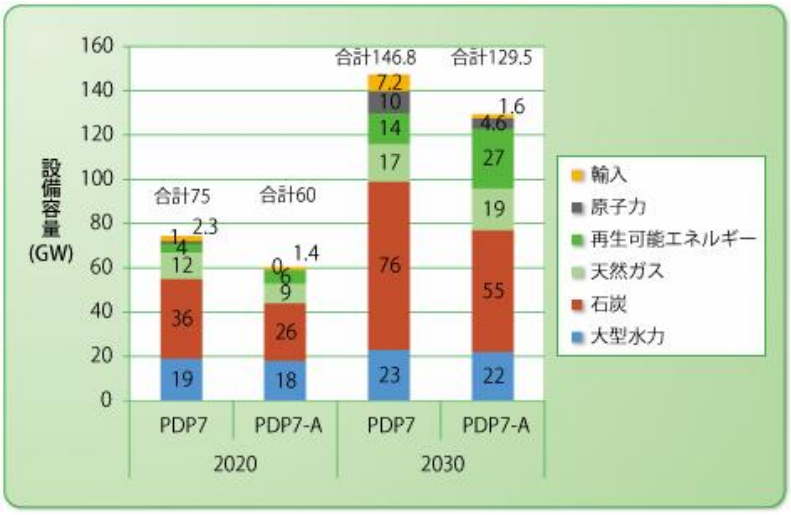


図７．７－３　第 7 次電力開発計画(4)

出典：新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス Web サイト

1)発電電力量

発電電力量は 2001 年からの 12 年間で 3.8 倍に増加し、2012 年には 1,176 億 kWh に達している（表 7.7-4)。電源別に見ると、2010 年以降の Son La 水力発電所 1～6 号機の順次運開に伴い、水力発電による発電量が大きく伸びている。 2012 年には水力だけで 531 億 kWh を発電しており、総発電電力量の 45%を占めている。火力では Phu My ガス火力発電所の運開等によってガス火力の発電量が着実に伸びてきており、2012 年では 404 億 kWh と全体の 34%を占めている。また、石炭火力は 213 億 kWh で全体の 18%を占めている。このようにベトナムの電力供給は水力と火力が半分ずつ担っており、水力が大きな比率を占めていることから供給力はその年の降水量の多寡に大きく左右されることになる。(1)

表７．７－４　電源別発電電力量の推移

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

(単位:100 万 kWh)

年	水力	石炭火力	石油火力	ガス火力	ディーゼル	IPP,BOT	輸　入	合　計
2001	18,210	3,218	1,117	5,840	96	2,127	－	30,608
2002	18,198	4,881	1,019	9,502	92	2,109	－	35,801
2003	18,971	7,223	891	12,131	45	1,564	－	40,825
2004	17,635	7,015	602	14,881	42	6,026	－	46,201
2005	16,130	8,125	678	16,207	43	10,867	－	52,050
2006	19,096	8,808	600	17,906	54	12,550	－	59,013
2007	20,833	8,926	740	19,425	77	16,772	－	66,773
2008	23,860	8,931	610	19,638	52	21,133	－	74,224
2009	27,007	9,823	1,004	19,113	54	27,764	－	84,765
2010	28,542	15,878	2,471	44,686	61	－	5,612	97,250
2011	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2012	53,122	21,252	42	40,382	63	－	2,729	117,589

2)発電設備

2012 年末におけるベトナム全体の発電設備容量は 2,693 万 kW で，そのうちの 63.6%（1,712 万 kW）を EVN とその関連会社が所有し、残りの 36.4%（981 万 kW)を PVN や VINACOMIN などの IPP 事業者が所有している。

表７．７－５に発電設備容量の推移を示す。発電設備容量は、2001 年から 2012 年までの間に 823 万 kW から 2,693 万 kW まで 3 倍以上に増加している。2012 年の電源構成は、水力 50.2%、ガス火力(コンバインドサイクルを含む) 27.7%、石炭火力 18.3%、石油火力 3.4%、ディーゼル 0.4%となっている。2012 年は水力発電が対前年で 347 万 kW 増加しているが、これは設備容量 240 万 kW の Son La 水力発電所が運転を開始したこと等によるものである。

IPP の発電設備は、2001 年に 61.2 万 kW であったものが、ガス火力の Phu My 発電所(所有者:後述)、Ca Mau 発電所(所有者:PVN)、Nhon Trach 発電所(所有者:PVN)、石炭火力の Na Duong 発電所(所有者:VINACOMIN)、Cao Ngan 発電所(所有者: VINACOMIN)、Cam Pha 発電所(所有者: VINACOMIN)などの運開により 2012 年には 981 万 kW になり、全体の 3 割以上を占めるに至っている。なお、Phu My 発電所は海外投資家を事業主体とした BOT 契約(Build Operate Transfer)で、Phu My 2.2 は東京電力グループ、フランス電力会社(ＥＤＦ)、住友商事が共同出資しており、Phu My 3 は BP、SembCorp(シンガポール)、九州電力・双日が共同出資している。それぞれの EVN との「電力売買契約(PPA)」は、20 年の契約期間となっている。(1)

表７．７－５　発電設備容量の推移(2009 年以降は各電源の設備容量に IPP 分を含む)

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版（下巻）(1)

(単位:1,000kW)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
水力	4,154 (50.5%)	4,187 (47.3%)	4,155 (42.0%)	4,155 (36.6%)	4,155 (36.6%)	4,583 (37.1 %)	4,647 (34.6%)	5,499 (35.1 %)	6,786 (38.4%)	N/A	10,037 (45.6%)	13,509 (50.2%)
ガス火力	2,322 (28.2%)	2,322 (26.2%)	2,489 (25.2%)	2,939 (25.9%)	2,939 (25.9%)	3,107 (25.1 %)	3,107 (23.1 %)	3,107 (19.8%)	6,594 (37.3%)	N/A	7,395 (33.6%)	7,446 (27.7%)
石炭火力	645 (7.8%)	1,245 (14.1 %)	1,245 (12.6%)	1,245 (11.0%)	1,245 (11.0%)	1,245 (10.1 %)	1,545 (11.5%)	1,54 (9.9%)	2,931 (16.6%)	N/A	3,371 (15.3%)	4,930 (18.3%)
石油火力	198 (2.4%)	198 (2.2%)	198 (2.0%)	198 (1.7%)	198 (1.7%)	198 (1.6%)	198 (1.5%)	198 (1.3%)	999 (5.7%)	N/A	927 (4.2%)	927 (3.4%)
ディーゼル	296 (3.6%)	296 (3.3%)	288 (2.9%)	285 (2.5%)	285 (2.5%)	285 (2.3%)	285 (2.1 %)	285 (1.8%)	359 (2.0%)	N/A	299 (1.4%)	114 (0.4%)
IPP	612 (7.4%)	612 (6.9%)	1,521 (15.4%)	2,518 (22.2%)	2,51 (22.2%)	2,939 (23.8%)	3,668 (27.3%)	5,044 (32.2%)	– –	N/A	– –	– –
合　計	8,227	8,860	9,896	11,340	11,340	12,357	13,450	15,678	17,669	N/A	22,029	26,926

（注）（　）内は全体に占める構成比.2009 以降は各電源の設備容量に IPP を含む.

７．７．３　再生可能エネルギーの種別の現状と展望

再生可能エネルギーとしては、風力、太陽光、地熱、バイオマス、海洋エネルギーなどがあり、開発可能な資源量は全体で 270 万～330 万 kW と推定されている。

ベトナムは農業国であり、熱帯季節風気候に属しており、また 3,200km に及ぶ海岸線および海域を持つ。このため、多岐にわたる自然エネルギー資源の利用が可能である。これらの自然エネルギー利用については数十年にわたり研究が進められてきており、現在のところ開発されているのはごく一部であるが、電力系統から離れた地域の電化の方法としてその役割と可能性が認められている。再生可能エネルギーに関する研究・開発はエネルギー研究所を中心に進められている。(1)

2016 年 3 月の第 7 次電力開発計画の見直しでは、石炭火力発電を減らし、再生可能エネルギーを増加させる環境に配慮した見直し計画（PDP7-A）になった。当初計画では、僅少で考慮されていなかった太陽光発電が、見直し計画では最も重要な再生可能エネルギーとして 2020 年には 85 万 kW、2030 年には 1,200 万 kW となった。また、バイオマス発電は 2020 年から 2030 年の増加量として、設備容量で４倍から、発電量で 4.4 倍となっている。

以上により、再生可能エネルギー電力の設備容量の割合は、2020 年で 10%、2030 年で 20%になる（図７． ７－４）。(4)

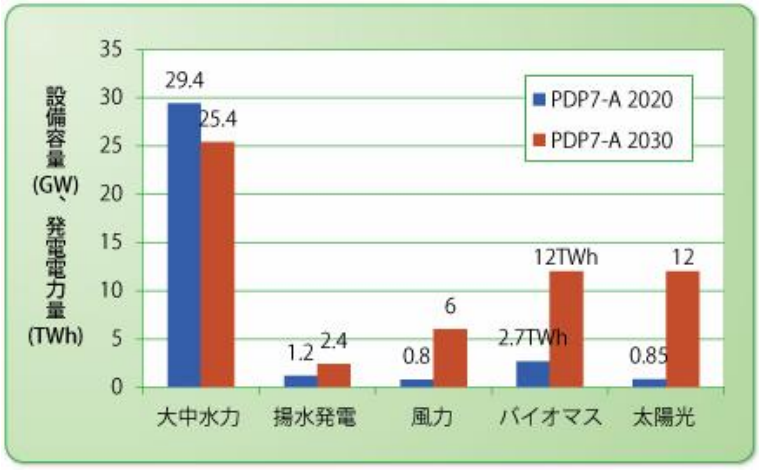


図７． ７－４　第 7 次電力開発計画（2016 年）の再生可能エネルギー内訳(4)
出典：新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス Web サイト

a. 水力

水力資源は国内全域に存在する。包蔵水力は年間 3,000 億 kWh(北部 1,810 億 kWh、中部 890 億 kWh、南部 300 億 kWh)であり、そのうち、開発可能量は 750 億～830 億 kWh(設備容量で 2,050 万 kW)と推定されている。近年、居住地の拡大、森林保護、他の開発との調整など、周辺環境の変化に伴って開発可能地点が減少しつつあることから、実際に開発可能な包蔵水力は約 550 億 kWh (1,200 万～1,300 万 kW)と言われている。

水力資源の地域別分布は、北部 51.6%、中部 31.9%、南部 16.5%である。ベトナムには、Da 川(北部)、Se San 川(中部)、Dong Nai 川(南部)など豊富な水力資源を有する河川が多数あるが、大規模開発が可能なのは北部の Da 川のみである。

水力では、治水･灌漑･発電等の多目的プロジェクトを優先的に開発し、2020

年までに設備容量を 1,740 万 kW へ引き上げることを計画している。系統運用の効率化の観点から揚水発電についても検討を行い、2020 年までに 180 万 kW、2030 年までに 570 万 kW の揚水発電設備の導入を目指している。(1)

b. 風力

風力エネルギーは長い間、水の汲み上げポンプと地方電化用の電源として利用されている。風力エネルギーの賦存量は最大で 1 億 kW あるとされ、一部の地域で行われた調査では約 180 万 kW の賦存量が確認されている。風況の特徴としては、内陸では一部の山岳地帯を除いてポテンシャルは低く、それに比して東の海岸線から海上に向けてポテンシャルが高いとされていて、風力発電に適した地域は島嶼部をはじめ沿岸部に分布している。(1)

風力発電ポテンシャルに恵まれたベトナムでは、その目標値を 2020 年までに 100 万 kW、2030 年までに 620 万 kW とし、他の再生可能エネルギーに対して比重が高い。

2015 年 7 月現在、77 の風力発電のプロジェクト・事業化計画が進行中であり、計画のある 18 の省の合計は 723 万 kW になる。(5)

c. 太陽光

太陽光は比較的資源量に恵まれており、冬季で 3.0～4.5kWh/m²/日、夏期で 4.5～6.5 kWh/m²/日となっている。太陽光発電に適した地域は中南部に分布しており、年間を通して日照が期待できる。ただし、再生可能エネルギーとしての賦存量は大きいが、地形的な制約により適地は不均等に分散している。(1)

豊富な日射量を持つベトナムではあるが、2014 年の時点で太陽光発電の導入量は 4.5 万 kW に留まっている。このうち 80%が系統電力とは独立したオフグリッドで、20%が系統電力に接続されたオングリッドで使用されている。オングリッドタイプは住宅の屋根に配置された 1～50kW のユニットや、商業施設や工場の屋根に設置された 40kW 以上のユニットと地上設置のユニットがあり、実証事業として導入されている。

新しい動きとして、2015 年 9 月 1 日に Quang Ngai 省の郊外環境地区にベトナムで初めてのオングリッドの 19.2MW のメガソーラー太陽光発電所の建設が開始され、これをきっかけに太陽光に恵まれたベトナムでの太陽光発電の普及が期待される。(6)

d. 地熱

地表温度で 30～40℃での天然温泉が 300 程度存在するが、そのうち 30 ヵ所が地熱発電に適しているとされている。地熱の賦存量は 47 万 kW 程度とみられており、2020 年までに 20 万 kW 程度の開発を目指している。(1)

e. バイオマス

農業国であるベトナムでは、再生可能エネルギーの中でも、バイオマス発電

は風力発電と並び有力視されている。(7)

商工省によると、ベトナムにおけるバイオマスの資源量は 43～46 Mtoe である。このうち 60%が木質バイオマスで、残りは農業副産物が主である。農業国であることからポテンシャルは大きく、籾殻、藁、コーヒー豆の殻、バガス(サトウキビの絞りかす)などの農業廃棄物や、木材チップ、ゴム材、伐木、ココナッツ殻などの研究・開発が進められている。このうち、バガスと籾殻がバイオマス燃料として成立する可能性が高い。(1)

2014 年 5 月から、バイオマスエネルギープロジェクトのための優遇策が施行されている。(7)

f. 小水力

小水力（3 万 kW 以下）は主に北部山岳地域と中部地域で開発が進められてきており、全水力設備の 10%程度を占める。主に地方電化の供給源として開発が進められている。(1)

g. 海洋エネルギー

長い海岸線を持つベトナムでは海洋エネルギーの資源が豊富であると見られているが、基礎的な調査が不足しておりその賦存量は不明である。(1)

7．7．4　気候変動に関する政策

ベトナムは、1992 年 6 月 11 日に「気候変動に関する国際連合枠組条約（UNFCCC）」に署名、1994 年 11 月 16 日に批准している。「気候変動に関する国際連合枠組条約の京都議定書（KP）」については 1998 年 12 月 3 日に署名、2002 年 9 月 25 日に批准している。2003 年 3 月には「資源環境省（MONRE）」が「クリーン開発メカニズム（CDM）下でのプロジェクトの道程・開発・登録」を発表、実施可能なセクター、プロジェクト基準、CDM 案件のプロセス等を示した。また、2005 年 10 月には、首相名で「気候変動に関する京都議定書を効果的に実施するための指示文書」が交付されている。ベトナムは議定書締約国付属表 I 該当国ではなく、温室効果ガス（GHG）の削減義務は負わないものの、CDM 実施のための国家体制作りを積極的に進めている。

さらに 2013 年 7 月には日本との間で二国間クレジット制度に関する文書の署名を行い、今後当該制度のもとでの温室効果ガス排出削減も進められることが見込まれている。(1)

（1）CDM 案件審査基準

ベトナムにおける CDM 案件の審査基準には、「Exclusive Criteria（適格性基準)」と「PriorityCriteria（優先基準)」がある。適格性基準は、CDM 案件を審査、選別する際に最初に適用されるものであり、主な項目は以下のとおりである。(1)

①持続可能性

国の持続的開発目標に適合しているか。

セクター別、地域別戦略開発目標に適合しているか。

②追加性

当該プロジェクトがなかった場合と比較して、追加的に GHG 排出量が削減されるか。

CDM プロジェクトの資金は ODA 資金の流用であってはならない。

③実行可能性

政府のサポートが確保されているか。

気候変動の緩和に関連した、測定可能な長期的便益があるか。

（２）CDM 案件の状況

2013 年 6 月時点における CDM 案件の状況を表７．７－６に示す。ここ 1～2 年で有効化審査が進んでおり、登録済みのプロジェクトは 2011 年 9 月時点の 70 件から、2013 年 6 月時点には 202 件にまで増えている。また、プロジェクト数も 2011 年 9 月時点の 230 件から、2013 年 6 月時点には 302 件にまで増えている。特に水力発電の案件数が多く、日本からは主に電気事業者が参画している。(1)

表７．７－６　ベトナムにおける CDM 案件の状況(件)

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

	有効化審査中	登録申請済み	登録済み	却下	発行済み	合　計
バイオガス	12(2)	1(0)	16(3)	－	3(2)	32(7)
バイオマス	10(0)	－	11 (0)	－	－	21 (0)
水力	25(2)	4(0)	162 (4)	1 (0)	31 (5)	223 (11)
メタンガス	1(0)	－	5(0)	－	1(0)	7(0)
排熱･排ガス利用	4(0)	－	1(0)	－	1 (1)	6(1)
風力	1(0)	－	3(0)	－	1(0)	5(0)
その他(注 1)	3(0)	－	4(0)	1(0)	－	8(0)
合　計	56(4)	5(0)	202 (7)	2(0)	37(8)	302 (19)

(注 1)その他には､省エネ､植林､セメントなどを含む.

(注 2)(　)内は日本の企業が参画しているプロジェクト数.

（３）二国間クレジット制度（JCM）

2013 年 7 月、日本とベトナムは二国間クレジット制度に関する文書(低炭素成長パートナーシップに関する日・ベトナム間の協力覚書)に署名した。今後、二国間で合同委員会を設置し、制度を運用する予定。覚書では、本制度のもとでの排出削減または吸収量を、国際的に表明した日本側の温室効果ガス緩和努力およびベトナム側の｢国として適切な緩和行動(NAMA)｣の一部として使用することを相互に認めている。

日本にとっては、二国間クレジット制度に関する覚書の署名は、モンゴル、バングラデシュ、エチオピア、ケニア、モルディブに続き、6 ヵ国目となった。本

制度のもと、日本の省エネ技術や設備などベトナムにおける温室効果ガス排出削減に資する様々なプロジェクトの実施が予定されている。(1)

参考文献

７．７　ベトナム

(1)　一般財団法人　海外電力調査会.
海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）　第 18 章　pp.105-130.

(2)　国際協力機構（JICA）. 世界の様子（国別生活情報）ベトナム
https://www.jica.go.jp/regions/seikatsu/ku57pq000005g185-att/vietnam-p.pdf

(3)　外務省. ベトナム　http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/vietnam/

(4) 新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス. ベトナムの第７次電力開発計画（PDP7）の見直し（7.7.2 (3) b、7.7.3）　https://www.asiabiomass.jp/topics/1611_04.html

(5)　新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス. ベトナムにおける風力発電導入状況（7.7.3 b）　https://www.asiabiomass.jp/topics/1507_03.html

(6)　新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス. ベトナムで大型太陽光発電の設置スタート（7.7.3 c）　https://www.asiabiomass.jp/topics/1511_02.html

(7)　新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス. ベトナムでバイオマス発電導入のために優遇策実施（7.7.3 e）　https://www.asiabiomass.jp/topics/1408_04.html

７．８　タイ

７．８．１　国の概要

タイ（表 7.8-1、図 7.8-1）の気候は、モンスーン(季節風)によって左右されており、大まかに言えば、1 年を暑季(3～5 月)、雨季(6～10 月)、乾季(11～2 月)に分けることができ、年間の降雨量の 80～90%が雨季に集中する。(2)

降雨量は、平野部と山岳部では大きく異なり、地域によっても差がある。平野部の年間平均降雨量は、中央部で約 1,200mm、北部で約 1,500mm、南部(西海岸)で約 2,400mm と南部が多い。山岳部は、おおむね平野部よりも降雨量が多い。

河川は全国に多数存在し、東北部を流れるメコン河水系と北部から中部をまたぐチャオプラヤ河水系に 2 分することができる。

タイは、1980 年代後半から 1990 年代中葉にかけて年率 8%を超える高い経済成長を達成した。しかし、国内では海外資本の流入に伴うバブル状態となり、1997 年に変動相場制に移行したところバーツが急落し、アジア通貨危機の引き金となった。この経済危機に際して政府は、IMF と世界銀行、日本等の国際社会の支援を受けて対応した結果、輸出の好調さにも後押しされて 1999 年には回復に転じた。その後、2007 年頃までは比較的高い経済成長を維持したものの、リーマン･ショックに端を発した世界経済危機の影響で輸出が減速し､2009 年にはマイナス成長に陥った。

政府による財政出動などの景気刺激策に加え輸出も回復したことから､2010 年には 7.8%という高い成長を記録した。しかし、2011 年後半の大洪水により、バンコク周辺の工業団地にある多くの生産拠点が被災したため第 4 四半期の成長率が大きなマイナスとなり、年度でも 0.1%の成長にとどまった。 2012 年に入ると、復興需要や在庫積み増しなどにより経済はＶ字回復を遂げている。(1)

表７．８－１　タイの一般概要

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版（下巻）(1)

国名	タイ王国
面積	51 万 3,115km²
人口	6,989 万 2,000 人(2012 年推定)
首都	バンコク
言語	公用語はタイ語。ほかにラオ語、クメール語、マレー語、中国語
宗教	94%が仏教。イスラム教 5%
民族	タイ系(75%)、中国系(皿%)が大部分。ほかにラオ、マレー、クメール、モン、カレンなど
政治体制	立憲君主制。議院内閣制
通貨	バーツ 1 バーツ= 3.0 円(2013 年初)
国内総生産	3,456 億米ドル(2011 年)
1 人当たりの国民総所得	4,420 米ドル(2011 年)

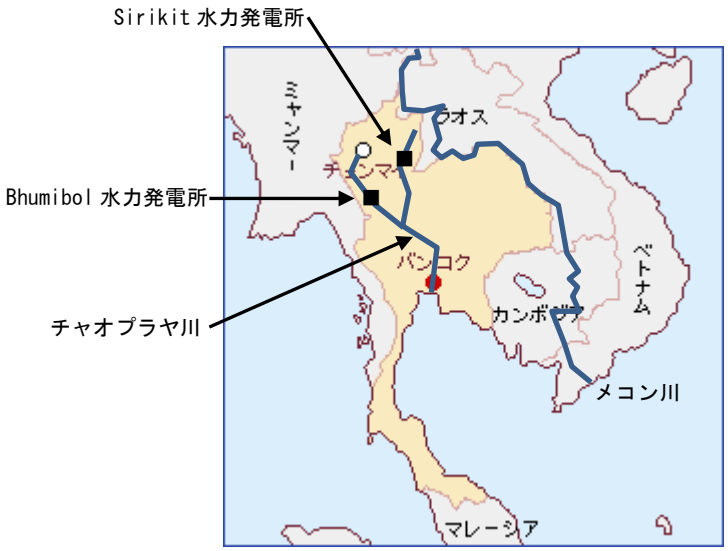


図７．８－１　タイ概観図

出典：外務省．タイ[3]　河川と発電所を加筆

７．８．２　エネルギー政策の概要

（１）エネルギー需給

図 7.8-2 のように 2011 年の一次エネルギー供給量は 127,926 ktoe で，このうち国内生産量は 71,960ktoe（エネルギー自給率 56.3%）である。国内生産の内訳は、天然ガス 43.5%、再生可能エネルギーを中心とした非商業エネルギー30.3%、石油 15.3%などとなっており、天然ガスと非商業エネルギーの割合が高い。

一次供給のエネルギー源別の割合は、石炭 12.3%、石油(石油と石油製品の合計) 36.5%、天然ガス 32.1%、電力(輸入電力など) 2.0%、再生可能エネルギー16.2%となっており、石油と天然ガスの割合が高い。[1] 天然ガスの 5 割程度は発電用である。

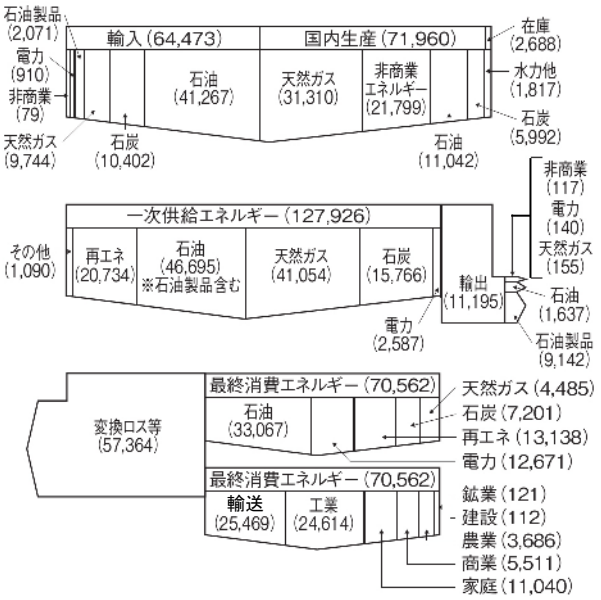


図７．８－２　エネルギー需給バランス(2011 年)　単位：ktoe

出典：海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）[1] 欠損部に加筆

2011 年の一次エネルギー輸入量は 64,473ktoe で、内訳は石炭 10,402ktoe、石油 41,267 ktoe、天然ガス 9,744ktoe、石油製品 2,071 ktoe、電力 910ktoe、非商業 79ktoe である。天然ガスと石炭の輸入量は年々増加する傾向にあり、電力についてはラオスからの輸入が大きく増加している。

最終エネルギー消費量は、増加傾向を示し、2011 年には 70,562ktoe とこの 11 年間の増加率は 47%となった。

用途別の構成では、輸送用が 25,469ktoe、工業用が 24,614ktoe で、この 2 部門で全体の 7 割以上を消費している。(1)

（2）エネルギー生産

a. 石油

2011 年の石油（原油およびコンデンセート）の国内生産量は、日平均 22 万バレル超と前年比でわずかに減少した。近年、沖合の開発などにより生産量が増加傾向にあるものの、確認埋蔵量は 2010 年末で 4.42 億バレルと、可採年数はわずか 5 年に過ぎない。(1)

b. 天然ガス

2011 年の天然ガスの国内生産量は、日平均 35.8 億立方フィート(CF)であった。沖合ガス田の開発もあって増加を続けているが、確認埋蔵量は 2010 年末時点で 10.6 兆 CF と、可採年数は 10 年程度である。 1990 年代末以降、国内生産量の不足によりミャンマーから輸入を続け、2011 年には LNG ターミナルを完成させ、受け入れを開始している。

国内生産量のほとんどは、石油と同様にタイ湾からのもので、最近では特にマレーシアとの国境海域における共同開発区域からの生産が急増し、タイ側の引取分だけでタイ国内における最大の供給元となっている。(1)

c. 石炭

2010 年末時点の石炭の確認埋蔵量は 11.8 億トンで、可採年数は 55 年と比較的豊富な資源量である。しかし、埋蔵量のほとんどは水分が多い褐炭で、発熱量は 2,000～3,100kcal/kg 程度と非常に低い。

国内最大の炭鉱は、北部チェンマイの南東にある Mae Moh 炭鉱で、褐炭生産は年間 1,500 万トンを超え、国内炭生産量全体の 8 割強を占める。同炭鉱はタイ発電公社(EGAT)が所有しており、その全量が発電用に使用されている。

一方、タイでは石炭は輸入もしており、独立系発電事業者(IPP)や一般産業において利用されている。(1)

（3）エネルギー政策

a. 概要

エネルギー省(Ministry of Energy)がエネルギー部門を統括しており、タイ発

電公社(EGAT: Electric Generating Authority of Thailand)、首都圏配電公社(MEA: Metropolitan Electricity Authority)、地方配電公社(PEA: Provincial Electricity Authority)等の電力会社がその管轄下に置かれている。

エネルギー省のもとには、エネルギー政策・計画局(EPPO: Energy Policy and Planning Office)、代替エネルギー開発・効率化局(DEDE:Department of Alternative Energy Development and Efficiency)がある。

エネルギー省以外の電力関係組織としては、エネルギー関係の政策を策定する国家エネルギー政策委員会(NEPC:National Energy Policy Council)、原子力関係では科学技術省(MOST:Ministry of Science and Technology)、原子力委員会(TAEC:Thailand Atomic Energy Commission)などがある。

また、いずれにも属さない独立した機関としてエネルギー規制委員会(ERC:Energy Regulatory Commission)がある。(1)

b. 電気事業体制

電気事業体制は、1992 年まで EGAT と MEA、PEA の 3 社体制で、EGAT が発電と送電を、MEA と PEA が配電を担っていた。

1990 年代に入り、世界銀行等からの民営化要求もあり、電気事業においても民間資本の参入を手始めとした再編が計画されるようになった。1992 年には発電部門に民間資本が参入できることになり、IPP や売電容量 9 万 kW 以下の小規模発電事業者(SPP:Small Power Producer)が参入するようになった。

さらに、再生可能エネルギーの利用促進やエネルギー有効利用の観点から、2002 年には売電容量 1,000kW 以下の再生可能エネルギー発電事業者を「極小規模発電事業者」(VSPP:Very Small Power Producer)とし、MEA と PEA への売電が認められた。その後 2006 年には、VSPP の規模が売電容量 1 万 kW にまで引き上げられ、新たな対象としてコジェネ発電事業も VSPP として取り扱われるようになった（図７．８－３）。(1)

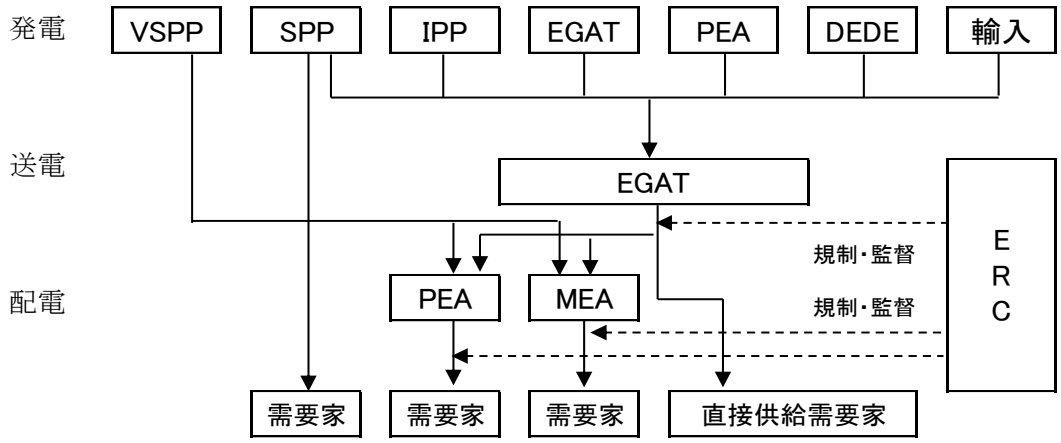


図７．８－３　現在の電気事業

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

1)発電電力量

発電電力量は、各年ともに堅調な伸びを示していたが、2011 年には大洪水の影響で各種発電所において浸水被害を受け、長期間の運転停止を余儀なくされ、発電電力量が減少した。一方で水力発電については、洪水の原因となった長期間の大雨の影響で発電量が増加した。また、非常用発電機やレンタル発電機として用いられているガスエンジンの発電量が増加している(表７．８－２)。(1)

表７．８－２　電源別発電電力量

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

(単位:GWh)

年	水力	汽力	ガス タービン	コンバインド サイクル	ディーゼル	コージェネ レーション	ガス エンジン	その他	合　計
2001	6,303	39,704	1,130	43,287	17	11,977	－	2	102,420
2002	7,471	39,502	1,105	48,350	17	12,566	－	2	109,013
2003	7,299	38,135	1,075	57,034	16	13,422	－	2	116,983
2004	6,040	41,486	1,141	63,528	16	13,513	1	2	125,727
2005	5,789	43,685	1,314	67,676	20	13,700	2	2	132,197
2006	8,125	48,463	1,089	67,307	24	13,721	10	3	138,742
2007	8,114	50,123	901	69,648	30	14,545	14	3	143,378
2008	7,113	44,463	675	80,492	33	14,607	39	5	147,427
2009	7,148	38,384	313	87,568	33	14,848	84	12	148,390
2010	5,537	45,743	280	92,750	44	14,921	215	28	159,518
2011	8,164	42,330	345	87,374	28	16,205	351	89	154,886

（注）自家発は除く．また、「その他」には地熱・太陽光・風力を含む.

2)発電設備

2011 年の全国の発電設備容量は、9 割近くが石炭･ガス等の化石燃料を用いる火力発電で、タイの電源構成の大きな特徴となっている。中でも電源全体の 5 割程度を占めるコンバインドサイクル型の火力はタイの主力電源で、従来型の汽力火力（石油、天然ガス、石炭）も全体の 25%を占める。 2007 年頃からは、太陽光発電や風力発電を含む「その他」の電源の設備容量が加速度的に増

加している。これは、電力買取割増金制度（Adder）などの再生可能エネルギー導入促進政策の効果で急増していると考えられる（表７．８－３）。(1)

表７．８－３　電源別の発電設備容量の推移　(単位:MW)

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

年	水力	汽力	ガスタービン	コンバインドサイクル	ディーゼル	コージェネレーション	ガスエンジン	その他	合　計
2002	2,936	7,875	778	10,555	40	1,930		1	24,115
2003	2,973	7,650	778	11,238	38	2,085	-	1	24,763
2004	3,476	7,990	861	11,305	39	2,191	2	1	25,865
2005	3,476	7,990	847	11,691	39	2,218	7	1	26,269
2006	3,476	8,623	847	11,504	38	2,316	10	1	26,815
2007	3,475	9,297	847	12,238	29	2,388	8	3	28,285
2008	3,481	8,587	847	15,082	31	2,454	23	3	30,508
2009	3,488	8,185	805	15,421	33	2,602	60	13	30,607
2010	3,488	8,185	805	16,091	29	2,768	90	29	31,485
2011	3,500	8,115	812	16,091	35	2,925	116	179	31,773

（注）自家発電設備を除く．

７．８．３　再生可能エネルギーの種別の現状と展望

（１）再生可能エネルギーの導入状況

a. 水力

エネルギー省の推計によると、包蔵水力は 1,500 万 kW とされているが、2011 年時点で開発された水力発電設備は 350 万 kW で、開発の余地が残されている。しかし、ダム建設による森林伐採や水没などについて環境保護団体や市民団体の反対運動が激化していることから、揚水以外の大規模開発は非常に困難な状況にある。

国内を縦断するチャオプラヤ川に Bhumibol 水力発電所(総出力 779,200kW で国内最大)や Sirikit 水力発電所(50 万 kW)などの大型ダムを有する発電所の他、出力１万 kW 以下の小規模水力発電所が多数ある(表７．８－４)。

雨季の洪水と乾季の水不足のリスクを抱える同国の治水は非常に難しく、ほとんどの発電用ダムに治水機能を有する EGAT では、洪水ハザードマップ、気象観測ステーション、観測データ発信システム、下流地域アナウンス網などの洪水警報システムを構築し、定期的な住民避難訓練なども実施している。(1)

表７．８－４　水力発電所一覧(2011 年時点)

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

所有者	発電所名	発電形式	単機電力[MW]×基数	合計出力[MW]	発電電力量[GWh]
EGAT	BHUMIBOL	貯水池/調整池式	82.2×6+115×1+171×1	779.2	2,058
	NAM PUNG	貯水池/調整池式	3×2	6.0	31
	UBOL RATANA	貯水池/調整池式	8.4×3	25.2	108
	SIRINDHORN	貯水池/調整池式	12×3	36.0	99
	CHULABHORN	貯水池/調整池式	20×2	40.0	172
	SIRIKIT	貯水池/調整池式	125×4	500.0	1,861

	KANG KRACHAN	貯水池/調整池式	19×1	19.0	49
	SRINAGARIND	貯水池/調整池式	120×3+180×2	720.0	1,513
	BANG LANG	貯水池/調整池式	24×3	72.0	300
	HUAI KUM	貯水池/調整池式	1.06×1	1.1	5
	BAN SANTI	貯水池/調整池式	1.275×1	1.3	8
	THA THUNG NA	貯水池/調整池式	19.5×2	39.0	214
	BAN YANG	貯水池/調整池式	0.056×2+0.0125×1	0.1	0
	BAN KHUN KLANG	貯水池/調整池式	0.09×2+0.02×1	0.2	1
	CHONG KLAM	貯水池/調整池式	0.02×1	0.0	0
	VAJIRALONGKORN	貯水池/調整池式	100×3	300.0	667
	MAE NGAT	貯水池/調整池式	4.5×2	9.0	36
	RAJJAPRABHA	貯水池/調整池式	80×3	240.0	516
	HUAI KUI MANG	貯水池/調整池式	0.1×1	0.1	0
	PAK MUN	貯水池/調整池式	34×4	136.0	30
	LAMTAKHONG	揚水式	250×2	500.0	181
DEDE	MAE HONG SON	流れ込み式	0.85×1	0.9	4
	MAE KUM LUANG	流れ込み式	1.6×2	3.2	14
	HUAI MAE PHONG	貯水池/調整池式	0.86×1	0.9	4
	MAE SARIENG	流れ込み式	0.625×2	1.3	3
	AIKAPOA	流れ込み式	0.1×2	0.2	0
	KIRIDHARN	貯水池/調整池式	6.1×2	12.2	32
	BOKAEW	流れ込み式	0.1×2	0.2	0
	MAE MAO	貯水池/調整池式	2.165×2	4.3	11
	MAE SAP	貯水池/調整池式	0.68×2	1.4	4
	MAE SA-NGA	貯水池/調整池式	2.52×2	5.0	20
	MAE HAD	流れ込み式	0.409×2	0.8	4
	MAE TUEN	流れ込み式	0.125×2	0.3	0
	KLONG LAM PLOK	流れ込み式	0.591×2	1.2	4
	NAM KHA MUN	流れ込み式	0.515×2	1.0	4
	HUAI MAE SOT	流れ込み式	0.33×2	0.7	1
	KLONG DU SON	流れ込み式	0.34×2	0.7	2
	HUAI PATHAO	貯水池/調整池式	2.25×2	4.5	23
	KIEW LOM	流れ込み式	0.175×2	0.4	0
	HUAI LAM SIN	流れ込み式	0.479×2	1.0	2
	LAM PHRA PHLOENG	流れ込み式	0.85×1	0.9	1
	HUAI NAM KHUN	流れ込み式	0.85×2	1.7	8
	HUAI YAMO	流れ込み式	0.85×1	0.9	4
PEA	MAE THOEI	貯水池/調整池式	2×1	2.0	7
	MAE YA	貯水池/調整池式	1×1	1.0	6
	KUN PAE	貯水池/調整池式	0.09×1	0.1	－
	MAE TIAN	貯水池/調整池式	0.965×2	1.9	6
	MAE CHAI	貯水池/調整池式	0.875×1	0.9	2
	MAE PAI	貯水池/調整池式	1×2	2.0	10
	NUMMUN	流れ込み式	5.3×1	5.3	24
	NUMSAN	流れ込み式	3.2×2	6.4	27
VSPP	HUAI KHANG	流れ込み式	0.037×1	0.0	－
	DOI LANG	流れ込み式	0.22×1	0.2	－
	The Water Distribution System at Ladprao Branch Office	貯水池/調整池式	0.48×1	0.5	－
	The Water Distribution System at Petchikasem Branch Office	貯水池/調整池式	0.32×1	0.3	－
合　計				3,500.1	8,164

（注）“0”の記載は、値が 0.5 未満であることを表す.

b. 水力以外

タイは日射量に恵まれており、エネルギー省は太陽光･太陽熱利用に関して豊富なポテンシャルを有していると推定している。

また、砂糖生産量は世界第 5 位(2010 年度)、コメ生産量は世界第 6 位(2011 年度)と、世界有数の農業国で、バイオマスについても豊富な資源量を有している。バイオマス燃料としては、サトウキビの搾りかす(バガス)、米もみ殻等の農業残渣が利用されている。

一方、風力や地熱の資源はそれほど恵まれているとはいえない。(1)

（２）再生可能エネルギー導入促進の施策

電力関連の環境対策として、環境負荷の低い電源やエネルギー効率の高い電源の開発･利用を促進するために再生可能エネルギー発電やコジェネ発電を優遇している。

再生可能エネルギー発電については、政府が積極的に利用促進を進め、2005 年頃からいくつかの支援方策を導入している。具体的には、税制優遇(再生可能エネルギー関連機器に対する輸入関税の免除、法人税の時限的免除)や Adder（電力買取割増金制度）がある。

Adder は、その名のとおり割増金制度で、小規模発電事業者(SPP)や極小規模独立発電事業者（VSPP）が再生可能エネルギーを利用して発電した電力を売電する際、通常の売電価格に上乗せされるものであり、2007 年に施行された。しかし、申請が 2022 年の太陽光・太陽熱の目標値を大幅に上回ったことから、2010 年から新規申請を見合わせている。(1)

（３）再生可能エネルギーの導入計画

a. 水力

国内には大規模ダムの開発余地がないことから、小水力と揚水の開発を計画しており、タイ政府が策定した Power Development Plan 2010R3 では、2030 年時点で 70.5 万 kW を開発することなっている(表７．８－５)。(1)

また、隣国での水力開発に力を入れており、ラオスで進められている 5 件の水力発電プロジェクトは、メコン川流域の Xayaburi 発電所をはじめ 2 件が建設中、3 件が覚書を交わしており、総設備容量 254 万 kW に達する計画となっている。

表７．８－５　PDP2010 および PDP2010R3 で計画されている水力開発プロジェクト

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

年	PDP2010			PDP2010R3		
	プロジェクト	設備容量[MW]		プロジェクト	設備容量[MW]	
2010	－	－	－	－	－	－
2011	Chao Phraya Dam No.1-2	6×2	12	－	－	－
	Neresuan Dam	－	8	－	－	－
2012	Mae Klong Dam No.1-2	6×2	12	Chao Phraya Dam No.1-2	6×2	12
	Khun Dan Prakarnchon Dam	－	10	Neresuan Dam	－	8
	Pasak Jolasid Dam	－	7	Khun Dan Prakarnchon Dam	－	10
2013	Kwae Noi Dam No.1-2	15×2	30	Mae Klong Dam No.1-2	6×2	12
	－	－	－	Pasak Jolasid Dam	－	7
2014	－	－	－	－	－	－
2015	Bang Lang Dam (改修)	－	12	Bang Lang Dam （改修）	－	12
	－	－	－	Kwae Noi Dam No. 1-2	15×2	30
	－	－	－	Chulabhorn	－	1
	－	－	－	Klong Tron	－	3
	－	－	－	Kiew Kohma	－	6
2016	－	－	－	Phayaman	－	2
	－	－	－	Lam Pao	－	1
	－	－	－	Lam Ta Khong	－	2
2017	Lam Ta Khong 揚水 No.3-4	250×2	500	Lam Ta Khong 揚水 No.3-4	250×2	500
	－	－	－	That Noi	－	2
	－	－	－	Pha Chuk	－	20
2018	－	－	－	Yaso Thorn - Phanom Prai	－	4
	－	－	－	Khao Laem No.1-2	9×2	18
	－	－	－	Kra Seao	－	2
2019	－	－	－	Huai Satew	－	1
	－	－	－	Bang Pakong	－	2
2020	－	－	－	Mae Saruay	－	2
	－	－	－	Klong See Yud	－	3
2021	－	－	－	Chonnaboat	－	2
2022	－	－	－	Mahasarakam	－	1
2023	－	－	－	Huai Nam Sai	－	2
	－	－	－	Rasisalai	－	2
2024	－	－	－	Hua Na	－	1
	－	－	－	Lamtapearn	－	1
2025	－	－	－	Pranburi	－	2
	－	－	－	Tabsalao	－	2
2026	－	－	－	Kamalasai	－	1
2027	－	－	－	Mae Wong	－	12
2028	－	－	－	Ma Khan	－	16
	－	－	－	Huai Samong	－	1
2029	－	－	－	Lam Dome Yai	－	1
2030	－	－	－	Klong Luang	－	1
合 計		－	591		－	705

b．水力以外

近年、国内では再生可能エネルギー導入拡大を求める声が強く、それまでの「再生可能エネルギー導入計画(REDP:Renewable Energy Development Plan) 2008-2022」を見直し、2011 年に再生可能・代替エネルギー開発計画（AEDP：

Renewable and Alternative Energy Development Plan 2012-2021)が策定された。AEDP2012-21 の特徴は、2021 年までに化石燃料消費量の 25%を再生可能エネルギーで代替するとされていることで、REDP と比較して再生可能エネルギーの導入目標量が上方修正されている（表７．８－６）。

しかし、太陽光・太陽熱に限っては前述した Adder の申請分(2012 年時点)だけで 340 万 kW に達しており、AEDP の 2021 年目標値である 200 万 kW を上回っている。政府は既に Adder の料率を引き下げるなど、抑制する動きを見せており、出力変動などの技術的問題を含めた今後の対応が注目されている。(1)

2015 年にタイ政府が策定した Power Development Plan 2015-2036 (PDP2015)では、図７．８－４に示すように再生可能エネルギーによる電力を、2014 年の 7,490MW から 2036 年には 19,634MW とし、2.6 倍とすることを目標としている。

この中で太陽光発電は、4.6 倍の 6,000MW で他の再生可能エネルギーに対し最大の目標値になっている。タイの中部および北東部は世界的に日射に恵まれており、太陽光発電の適地であること、現在までのタイ政府の導入促進策により、高温地域の太陽光発電試験のハブとしての役割を果たすことが期待されている。また、太陽光に次いでバイオマスは 5,500MW、風力は 3,000MW　といずれも 2014 年から大幅な増加を見込んでいる。(4)

表７．８－６　AEDP と REDP の発電設備目標値の比較

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第１編　2014 年版（下巻）(1)

（単位:MW）

	REDP (2022 年まで)	AEDP (2021 年まで)	PDP2013R3 (2021 年まで)
太陽光・太陽熱	500	2,000	1,806
風力	800	1,200	1,774
水力	324	1,608	3,061
バイオマス	3,700	3,630	2,379
バイオガス	120	600	22
ゴミ	160	160	335
その他(水素・地熱等)	3.5	3	0
合　計	5,608	9,201	9,377

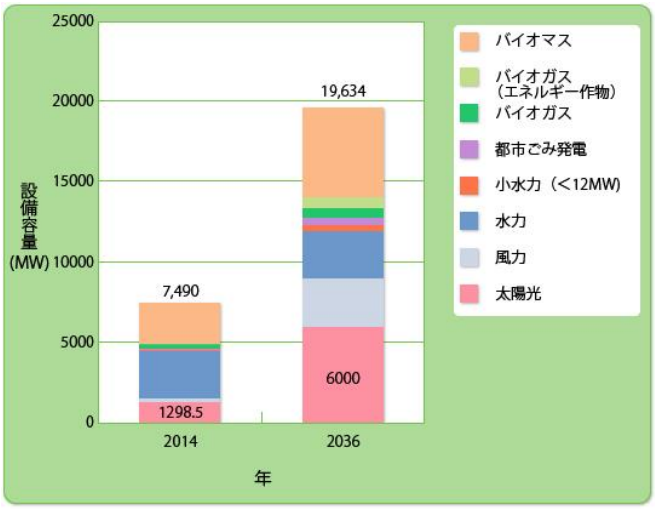


図７．８－４　Power Developmet Plan 2015-2036 の再生可能エネルギー導入目標(4)
出典：新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス Web サイト

７．８．４　クリーン開発メカニズム（ＣＤＭ）の状況

タイは、気候変動枠組条約の「非付属書Ⅰ国」(ホスト国)に分類されており、国連 CDM 理事会に登録済みの CDM 件数は、2012 年 8 月末時点で 73 件である。総登録件数は 4,519 件で、国別では中国(2,260 件)、インド(877 件)、ブラジル、メキシコ、ベトナム、マレーシア、インドネシアに次ぎ第 8 位の件数となっている。内容としては、エネルギー産業部門や廃棄物処理部門に関する案件が多く、中でもバイオガスやバイオマス利用の案件が比較的多く登録されている。(1)

参考文献

７．８　タイ

(1)　一般財団法人　海外電力調査会.
海外諸国の電気事業　第 1 編　2014 年版（下巻）第 17 章　pp.77-104.

(2)　国際協力機構（JICA）. 世界の様子（国別生活情報）タイ
https://www.jica.go.jp/regions/seikatsu/ku57pq000005g185-att/ku57pq000005g1bp.pdf

(3)　外務省. タイ　http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/thailand/

(4)　新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス. タイにおける太陽光発電投資活発化（7.8.3 (3) b.）　https://www.asiabiomass.jp/topics/1608_05.html

７．９　ラオス

７．９．１　国の概要[1][2]

ラオスはインドシナ半島のほぼ中心部に位置し、国土面積は 236,800km^2 で、人口は約 700 万人である（表 7.9-1）。首都はビエンチャンで、全人口の 12%にあたる約 83 万人が居住している。国土の約 80%は高原または山岳地帯で、北部の山岳地域には盆地が点在し、中部はビエンチャン平野を除けば山岳地帯が多く、南部はサバナケット県やチャンパサック県に比較的広い平野が広がっている。気候は熱帯モンスーン気候帯に属していて、乾季（11~4 月）と雨季（5~10 月）に分かれている。ラオスの高原部から平野部にかけては、チベット高原を源流とするメコン河が流下しており、メコン河本流のみならず、合流する多くの支流を含む大きな流域面積と雨量に恵まれ、水力資源が非常に豊かな国になっている。図 7.9-1、図 7.9-2 にメコン河流域図および雨量分布図を示す。年間雨量の約 80～90%は雨季に集中していると共に、流域内の地点毎に大きな差が生じている。

表 7.9-1　ラオス一般概要

出典：海外電力調査会、海外諸国の電気事業　第 2 編　2015 年版　上巻（6）

国名	ラオス人民民主共和国
面積	23 万 6,800km^2
人口	677 万人(2013 年推定)
首都	ビエンチャン
言語	公用語はラオ語
宗教	仏教徒が 65%以上、他精霊信仰など
民族	低地ラオ民族 60%、他訳 50 民族
政治体制	共和制
通貨	キップ 1 ドル=8,001 キップ（2014 年初） 1 キップ＝0.01 円（2014 年初）
国内総生産	92 億 9,892 万ドル(2012 年)
1 人当たりの国民総所得	1,260 ドル(2012 年)

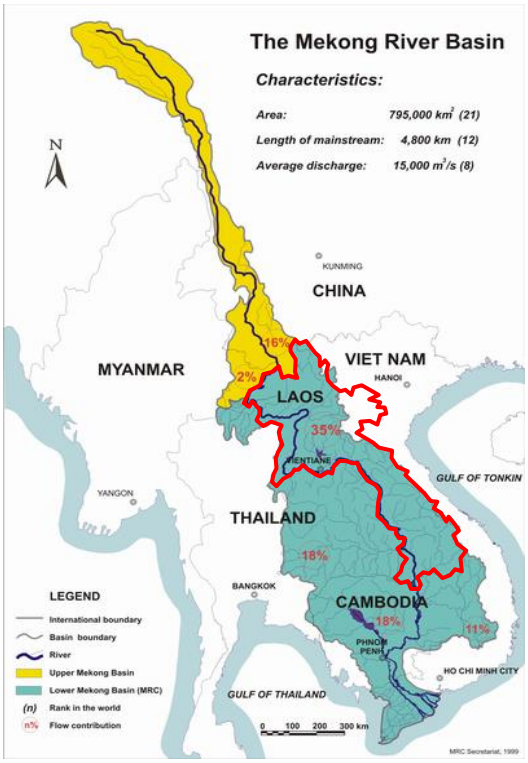


図 7.9-1　メコン河流域図

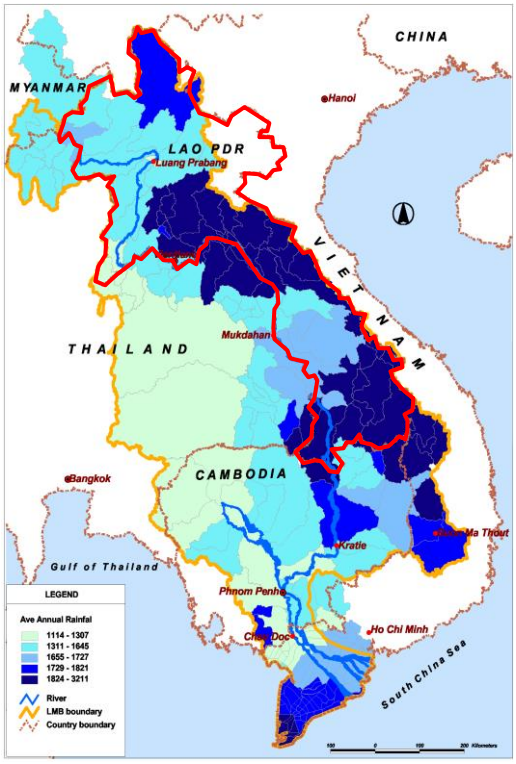


図 7.9-2　雨量分布図

出典：両図ともＪＩＣＡ橋本専門家[2]　ラオス国境を赤線で強調

ラオスの政治体制は 1975 年にラオス人民共和国が成立して以降、人民革命党による一党指導体制が続いたが、1981 年に初めて社会経済開発計画（National Economic and Social Development Plan : NESDP、第 1 次 5 ヶ年計画、1981-1985）が策定され、1986 年に「新思考（チンタナカーン・マイ）政策」を導入し、市場経済化を進めてきた。現在、2020 年までに後発開発途上国（LDC）脱却を目指し、改革・開放路線を堅持しながら、工業化・近代化を推し進めているが、政府の財政状況は慢性的に赤字である。90 年代以降は西側諸国からの援助増大により経済が安定しており、2006 年以降は 7～8%の経済成長を維持している。

７．９．２　電力需給の概要[1][3]

（１）電力政策

電力政策は 2001 年に策定された「電力セクター政策」（Power Sector Policy Statement）を基に策定された「エネルギー鉱業セクター開発戦略」(The Strategy Plan for Developing the Energy and Mines from 2006 to 2020)が基本となっている。現在、第 8 次 5 ヶ年計画（2016-2020）として、下記項目に係る計画が作成されている。

①　国内の安定かつ持続的な電力供給の拡大
②　地方電化促進による貧困削減
③　電力輸出による外貨獲得

このような中で、電力セクターとして近代化政策を進める重要な基盤インフラ整備、

生活水準の向上や経済活動に資する一方、電力輸出から得られる外貨が国家財政の基盤強化という役割も担うべく、積極的に水力開発が進められている。

（２）電力需給

図 7.9-3 に事業者別設備容量、図 7.9-4 に電源別設備容量、図 7.9-5 に需給バランスを示す。2015 年時点の総設備容量は 5,800MW を超えているが、設備容量の 88%は IPP による発電所で、76%を占める輸出用発電所 IPP(e)の発生電力の大半はタイに輸出されている。国内供給は EDL（ラオス電力公社）による供給に加えて、IPP 発電所からの国内供給分(IPP(d)+IPP(e))と隣国（タイ、中国、ベトナム）からの電力輸入により賄われている。電源別では総設備容量の内、水力発電が 67%を占める。2015 年 6 月から 2016 年 3 月にかけてラオス初の大規模石炭火力である Hongsa 発電所 1~3 号機、合計 1,878MW が運開し、石炭火力が 32%を占めるに至った。ラオス国内産出のリグナイト炭を使い、電気はタイへ輸出されている(一部はラオス国内供給)。

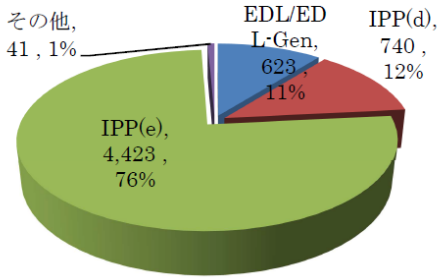


図 7.9-3　事業者別設備容量（MW, 2015）

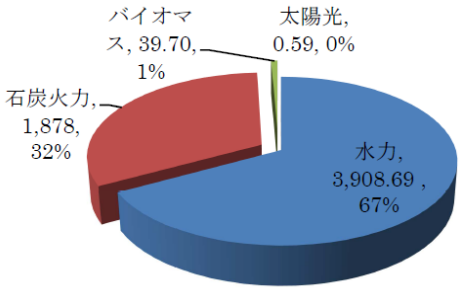
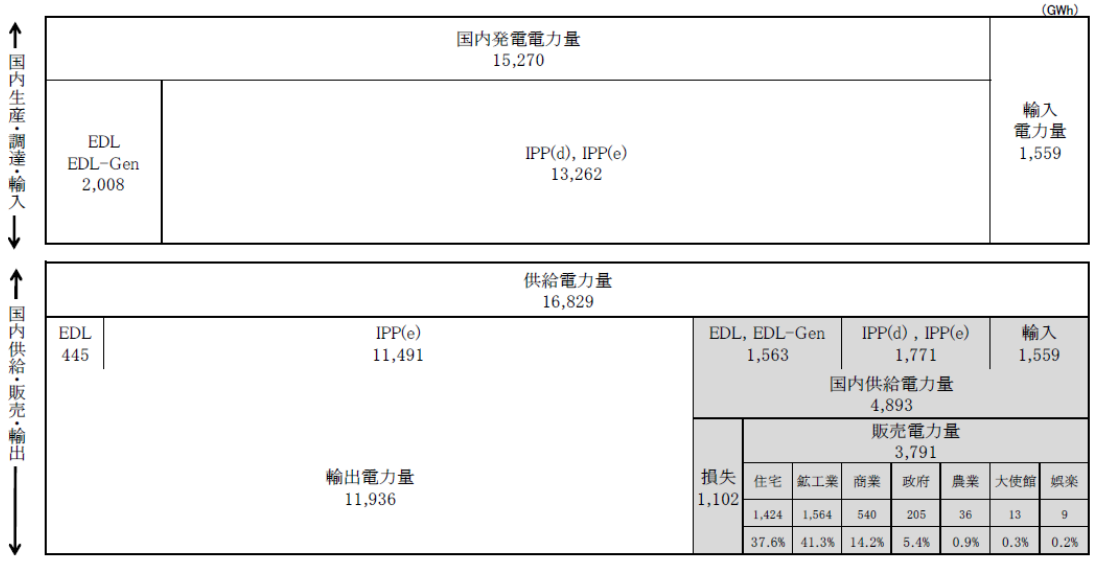


図 7.9-4　電源別設備容量（MW, 2015）

出典：両図ともＪＩＣＡ新村専門家[1]



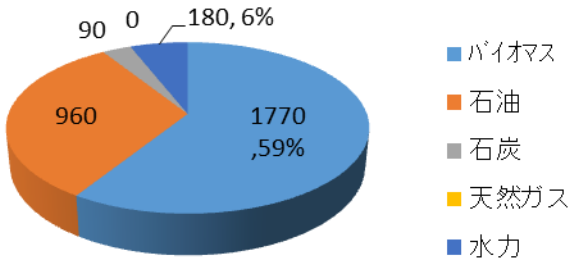
出所：Electricity of Statistics 2014 of Lao PDR より作成

図 7.9-5　電力需給バランス（2014 年）

７．９．３　再生可能エネルギーの概要[2][3][4][5]

（１）一般概況

2014 年の一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギー（水力を含む）の割合は 65%である（図 7.9-6）。その内訳は、バイオマスが 59%で、水力 6%となっている。同国では、依然として煮炊きのエネルギー源として薪、木炭などバイオマス資源が使用されている。一方、電源別発電量はほぼ 100%が水力による発電量であったが、その殆どは IPP の大規模水力であり、15MW 以下の小水力は僅かな割合になっていると共に、バイオマス、太陽光等、水力以外の再生可能エネルギーの割合は非常に限定的である。なお、2015~2016 年にかけて Hongsa 石炭火力発電所（1,878MW）が順次運開しており、総発電量に占める水力の割合は 50~60%（国内供給分は約 80%）にシフトする模様であり、一次エネルギーに占める再生可能エネルギーの割合が小さくなることが想定される。



出所　Laos Electricity Statistic 2014

図 7.9-6　一次エネルギー消費量(ktoe,2014)

（２）再生可能エネルギー政策

ラオスにおける再生可能エネルギーの電力への利用は、電力系統から遠く離れた地域での地方電化が主体である。グリッド延伸により進められてきた世帯電化率は現在約 80%であり、2020 年までに 90%を達成することが目標（グリッド延伸 5%＋オフグリッド電化 5%）とされている。地方電化は WB 他の国際援助機関や国内民間会社の資金により行われてきた。オフグリッド地域で実施される主要な電源ソースは太陽光であり、小規模な SHS (Solar Home System)が個別家屋に設置されると共に、小水力、バイオマス発電等から構成されるミニグリッドが村落単位の電化に適用されている。

政府は RE の開発戦略を検討し、2011 年に「再生可能エネルギー開発戦略」(Renewable Energy Development Strategy : REDS）を立案した。その基本骨子は以下の通りである。

- 2025 年時点での RE 開発目標は、全エネルギー量（IPP(e)大規模水力による電力輸出分は含まず）の 30%を RE が分担する。
- バイオ燃料開発目標は、2025 年時点で輸送燃料需要の 10%を代替する。
- REDS に記載されたロードマップに従って RE 開発に取り組む。

目標値の詳細は表 7.9-2 のとおり。なお、Biomass に薪・木炭は含まれていない。

表 7.9-2 Capacity to Meet 30% Target for Renewable Energy Development by 2025

Item	Renewable energy types	Potential	Existing	2015		2020		2025	
		MW	MW	MW	ktoe	MW	ktoe	MW	ktoe
A	**Electricity**			140		243		666	427
1	Small Hydropower	2000	12	80	51	134	85	400	256
2	Solar	511	1	22	14	36	23	48	31
3	Wind	>40		6	4	12	8	73	47
4	Biomass	938		13	8	24	16	58	37
5	Biogas	313		10	6	19	12	51	33
6	Solid waste	216		9	6	17	11	36	23
7	Geothermal	59							
B	**Biofuel**	**ML**	**ML**	**ML**		**ML**		**ML**	
1	Ethanol	600		10	7	106	178	150	279
2	Biodiesel	1200	0.01	15	13	205	239	300	383
C	**Thermal energy**	**ktoe**	**ktoe**						
1	Biomass	227			23		29		113
2	Biogas	444			22		44		178
3	Solar	218			17		22		109
Total									
Energy demand (ktoe)					2504		4064		4930
Renewable energy contribution					172		668		1479
Proportion					7 %		20%		30%

Note: The values for Electricity and Solar in 2025 are corrected by JICA Survey Team.

Source: REDS

（３） 小水力

ラオスにおける小水力の定義は 15MW 以下の水力となっており、既設小水力の設備出力合計は約 15MW である。表 7.9-3 は既設小水力発電所の一覧（EDL/PDEM/IPP(d)）を示す。表 7.9-4 は 1MW 以下の既設マイクロ水力の一覧を示すが 2010 年時点で 43 発電所の内、約半分の発電所が故障等で運転を休止しており、22 発電所（計 1.9MW）のみが稼働している状況である。図 7.9-7 は 2015 年に運開した Nod Ou 水力発電所である。なお、マイクロ水力は全てオフグリッド地域での開発である。

表 **7.9**-3　既設小水力一覧（15 MW 以下）

No.	Name of Project	Province	Installed Capacity(kW)	Ownership
1	Nam Dong	Luangprabang	1,000	EDL
2	Xelabam	Champasak	5,000	EDL
3	Nam Ko	Oudomxay	1,500	EDL
4	Nam Ngay	Phongsaly	1,200	EDL
5	Nam Tha 3	Luangnamtha	1,250	IPP(d)
6	Nam Nhon	Bokeo	2,400	IPP(d)
7	Nam Phao	Bolikhamxay	1,600	IPP(d)
8	Micro-hydro	-----	1,874	EDL/PDEM
	Total		15,824	

Note: EDL: Electricité du Laos, IPP(d): Domestic IPP, PDEM.: Provincial Department of Energy & Mines

表 **7.9**-4　既設マイクロ水力一覧（1MW 以下 (EDL/PDEM)）

出所WB(2010) 地方電化 MP 調査

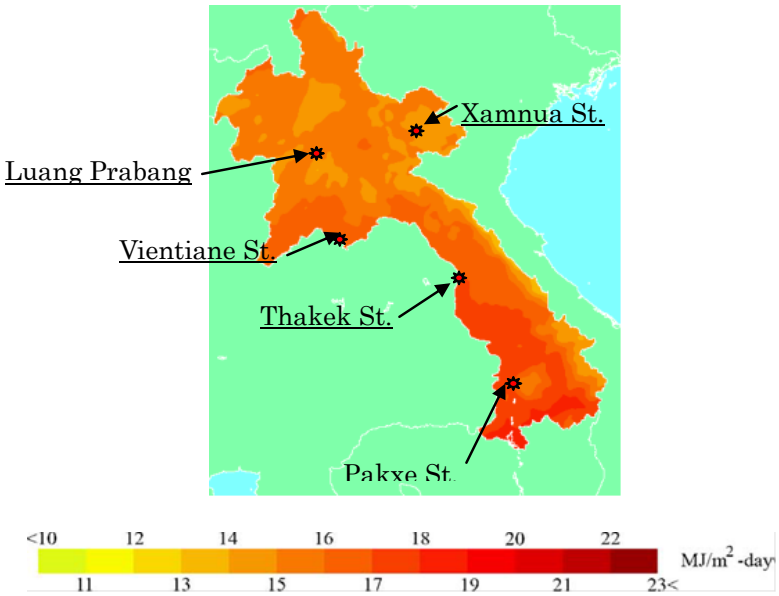
No.	Name of Project	Province	Installed Capacity (kW)	Status
1	Nam Boun1	Phongsaly	110	Partly operational
2	Nam Nga	Phongsaly	110	Operation（NEDO）
3	Houay Kha	Phongsaly	(5)	No operation
4	Nam Khoun	Phongsaly	(5)	No operation
5	Nam Leu	Luangnamtha	46	Partly operational
6	Houay Khibuan	Luangnamtha	(55)	No operation
7	Nam Lung	Luangnamtha	30	operation
8	Nam San (Houy San)	Huaphanh	110	Operation
9	Nam Sat	Huaphanh	250	Operation
10	Nam Phoune	Huaphanh	60	Operation
11	Nam Et	Huaphanh	60	Operation
12	Houay Men	Huaphanh	(24)	No operation
13	Nam Hang	Huaphanh	(6)	No operation
14	Nam Long	Huaphanh	20	Partly operational
15	Nam At	Huaphanh	80	Partly operational
16	Nam Poun1	Huaphanh	(96)	No operation
17	Nam Poun2	Huaphanh	(60)	No operation
18	Nam Soy	Huaphanh	(12)	No operation
19	Nam Puen	Huaphanh	(40)	No operation
20	Nam La	Huaphanh	104	Operation
21	Nam Soplong	Huaphanh	(24)	No operation
22	Nam Mong	Luangprabang	70	Operation（NEF）
23	Katangkadeuang	Luangprabang	3	operation
24	Nam Pa	Luangprabang	16	operation
25	Nam Ka1	Xiengkhuang	24	operation
26	Nam Ka2	Xiengkhuang	75	operation
27	Nam Ka3	Xiengkhuang	(5)	No operation
28	Nam Ma	Xiengkhuang	55	operation
29	Nam Tian	Xiengkhuang	75	Partly operational
30	Ban Tan1	Xiengkhuang	(5)	No operation
31	Ban Tan2	Xiengkhuang	(8)	No operation
32	Nam Poung	Xiengkhuang	(5)	No operation
33	Nam Kho	Xiengkhuang	(12)	No operation
34	Nam Chat	Xiengkhuang	(100)	No operation
35	Ban Kong	Xiengkhuang	(40)	No operation
36	Nam Poui	Xiengkhuang	(24)	No operation
37	Houay Se	Oudomxay	80	Operation（NEDO）
38	Houay Kasen	Oudomxay	70	operation
39	Nam Ham1	Xayaboury	(180)	No operation
40	Hua Saloi	Savanakhet	(75)	No operation
41	Muang Phune	Savanakhet	200	operation
42	Hua Champi	Champasak	(40)	No operation
43	Houay Samong	Attapeu	226	operation

	Total (43PS)	1,874	Operation & Partly operational (22PS)
		821	No operation (21PS)

図 7.9-7　Nod Ou 小水力（450kW, 2015 年運開, JICA 無償案件, Phongsaly 県）
出典：JICA 橋本専門員　土木学会講演会資料（3）

（4）太陽光

ラオスにおける日射量（solar irradiance）は 3.6～5.5 kWh/m^2/day（日照時間 1,800～2,000hrs/year）程度であり、全国レベルの太陽光発電ポテンシャルは 511MW (from REDS) と算定されている。図 7.9-8 は日射量分布を示し、南部地域が比較的高くなっている。なお、日射量測定は計 5 ヶ所で測定が行われている。太陽光の利用はもっぱら地方電化目的で、未電化家屋に対する SHS（Solar Home System）設置が WB の支援を中心に実施されており、2014 年までに約 28,000 家屋に設置される予定である。なお、同 SHS による地方電化は 1998～2000 年に JICA が実施したバッテリーチャージングステーション（図 7.9.9）及び SHS 設置に係る協力がその先駆けとなっている。また、Sunlabob Renewable Energy Co.は太陽光ランタンを使った村落ベースのレンタルサービスを実施し、地方電化の一役を担っている。系統に連系するメガソーラー発電の普及は、政府の財政支援制度が無い現段階では困難な状況となっていると共に太陽熱発電は、非常に高い日射量（2,000kWh/m^2/year）を必要とすることから、ラオスにおける適用は困難な状況にある。



Source: Department of Electricity Lao PDR, Solar Energy Research Laboratory Silpakorn University, Thailand

図 **7.9**-8　Yearly Average Daily Solar Radiation and Measuring Stations

図 **7.9**-9　太陽光バッテリーチャージングステーション
出典：ＪＩＣＡ橋本専門家 (2)

（５）風力

ラオスではベトナムとの国境をなす中央部山岳地域に風力ポテンシャルが確認されているが、当該地域には連系すべき送電線並びに電力消費地が無いので、開発価値は少ない（図 7.9-10)。一方で、人口が多い平野部には利用可能な風力ポテンシャルが殆どないので、風力開発は一般には難しいと考えられている。風力ポテンシャルは 40MW 以上 (from REDS)と想定されており、2010 年現在、Thakek 他計 4 地点で風力測定が実

施されている。現在までに民間会社による風力発電ビジネスは展開されていないが、ラオス政府より覚書(Minutes of Memorandum---MOU)を取得し、調査計画を実施している民間会社もあるようである。

図 7.9-10　インドシナ半島における風力分布（高さ 65m)

出典：ＪＩＣＡ橋本専門家（2）

元図は Wind Energy Resources Atlas of Southeast Asia, Sep. 2001 World Bank　縮尺率は削除

（６）バイオマス

① 農作物残渣利用

ラオスにおけるバイオマスの主な利用はエネルギー作物（ジャトロファ、サトウキビ等）及び有機作物残渣が対象となっている。籾殻、バガス、木屑などは広い範囲で分布しており、耕地の土壌改良剤として農家に引き取られていることから、経済的な量での利用は困難と考えられている。一方、豚舎で飼育されている豚の糞尿を利用したバイオガスは有望なバイオマス利用となっている（図 7.9-11）。バイオガス技術は 1983 年に FAO（Food and Agriculture Organization of the United Nation）の支援でラオス農林省が導入したのが最初である。バイオマス利用の発電ポテンシャルは 1,251MW (from REDS)と想定されており、その内バイオガス分は 313MW となっている。世界銀行(WB)は 4 つの豚飼育場におけるバイオガス利用に対する支援を行っている。一方、バイオマス利用については Mitr Lao Sugar Co.がバガス利用の小規模発電（9.7MW）を設置している例がある。

図 7.9-11　バイオガス熱源（家畜糞利用）、バイオガス発電　（木屑利用）

出典：JICA 橋本専門員　土木学会講演会資料（3）

② ゴミ利用

人口 73 万人の首都 Vientiane 市では一日当り 637 トンのゴミが発生している。この内、最終処理場に行くのは 195 トンである（残りは家庭の庭に埋めたり、リサイクル）。市中心から 32km の地点に 100ha の埋立てを行っており、2020 年には埋立地は満杯になる予定であるが、現在の埋立地に隣接して広大な予定地があり、当面の処置に困らないことから、ゴミ直接燃焼による発電計画の可能性は小さい。一方、ゴミの有効利用についてはバイオガス、コンポストプラント(compost plant)による肥料生産があるが何れも小規模な利用に留まっている。都市ゴミのみではメタンガスの発生量は少なく、ゴミと養豚場のし尿と乳製品の残渣が必要である。一般には、し尿の場合メタンガスの発生量は多く期待できるが、Vientiane のし尿は水分量が多いため、ゴミと混ぜても、バイオガスの発生量は多くは期待できない。なお、REDS ではゴミ発電のポテンシャルとして 216MW を想定している。

③ バイオ燃料

政府承認された REDS では 2025 年までに自動車燃料の 10%をバイオ燃料で代替する

ことを目標に設定している。具体的な数値目標はバイオエタノール 600ML、バイオディーゼル 1,200ML の導入を考慮している。バイオ燃料の原料としてはジャトロファ（biodiesel）、Vernicia Montana (biodiesel)、パームオイル(biodiesel/bioethanol)、サトウキビ・澱粉作物 (bioethanol)が主なものとなっている。

参考文献

７．９　ラオス

(1)JICA 新村専門家「ラオス電力セクターの現状と課題」2016 年 3 月
(2)JICA 橋本専門家「ラオス電力セクターの現状と課題」2013 年 2 月
(3)JICA 橋本専門員「ラオス・カンボジアの電力政策における再生可能エネルギーの開発」土木学会講演会資料、2016 年 1 月 27 日
(4)JICA 報告書「ラオスエネルギーセクター情報収集・確認調査」2012 年 8 月
要約は http://open_jicareport.jica.go.jp/pdf/12087896.pdf
(5)日本エネルギー経済研究所「再エネ動向調査」2015 年
(6) 海外電力調査会：海外諸国の電気事業　第 2 編　2015 年版　上巻 第 3 章 pp.350-361.

７．１０　カンボジア

７．１０．１　国の概要(1)

カンボジアはインドシナ半島の南部に位置し、国土面積は約 18 万 km^2 で、人口は約 1,510 万人（2013 年推定）である（表 7.10-1）。首都はプノンペンで、全人口の 10%に当る約 162 万人が居住しているが、国全体としては都市部に居住しているのは全人口の 2 割程度で、8 割は地方に分散して居住している。南部を除く国土の周辺は高地で囲まれ、中央はメコン河やトンレサップ湖が造成した丘陵や低地が広がっている。ラオスから流れ込んだメコン河はカンボジアを北から南に約 500km に渡り縦断して、南シナ海に注いでいる。気候は、一部山岳地帯を除いて熱帯モンスーン気候に属し、乾季（11~4 月）と雨季（5~10 月）に分かれている。図 7.10-1、図 7.10-2 にカンボジア概観図および地形・降雨量分布図を示す。北東部と南西部に山岳地帯があり、降雨量も多いことから多くの水力発電所が計画・建設されている。また、トンレサップ湖は雨季にメコン河との合流点水位が高い時に逆流し、湖周囲の低地一面が冠水して最大約 10,000km^2（琵琶湖の 14 倍程度）に拡大し、乾季には流れが逆になり、湖面積も雨季の約 20%程度に縮小する特異な水文要素となっている。

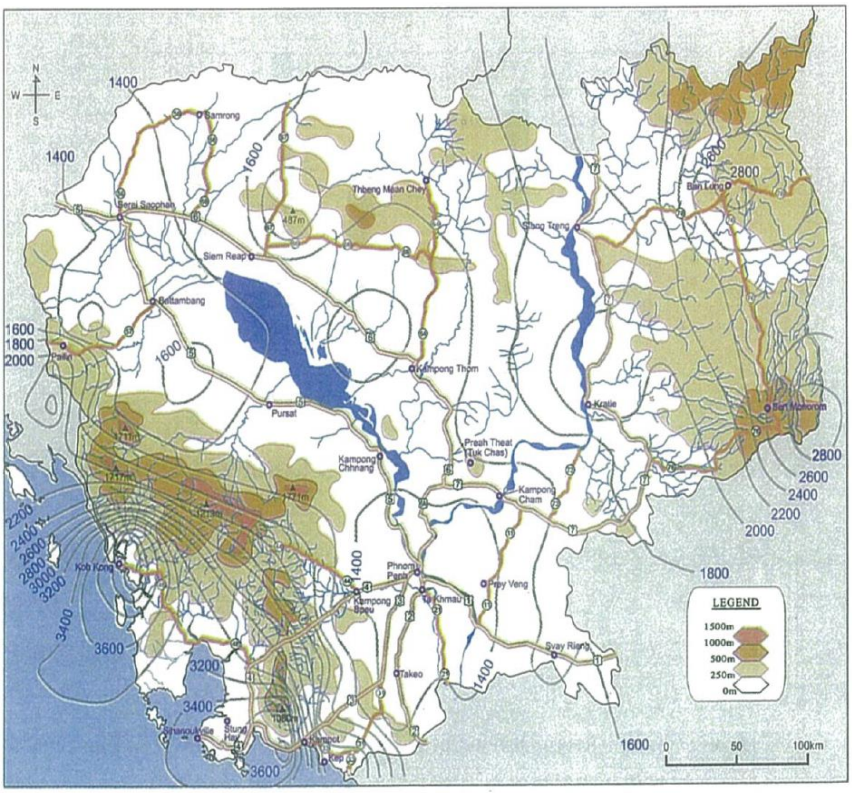
表 7.10-1　　カンボジア一般概要

出典：海外電力調査会：海外諸国の電気事業　第 2 編　2015 年版　上巻（4）

国名	カンボジア王国
面積	18 万 1,035km2
人口	1,510 万人(2013 年推定)
首都	プノンペン
言語	カンボジア語（クメール語）
宗教	国教として仏教
民族	クメールが大半。チャム族など少数民族、ベトナム系、中国系など
政治体制	立憲君主制
通貨	リエル 1 ドル＝4,006 リエル（2014 年初） 1 リエル=0.03 円（2014 年初）
国内総生産	156 億 6,000 万ドル（2013 年）
1 人当たりの 国民総所得	1,016 ドル(2013 年)

図 7.10-1　カンボジア概観図（トンレサップ湖は乾季の形状）

出典：海外電力調査会、ラオス・カンボジア電力事情調査報告書 2014



［出所］Ministry of Water Resource and Meteorology, JICA 専門家 2009.

図 7.10-2　地形・降雨量分布図

カンボジアは立憲君主制であり、元首である国王（ノロドム・シハモニ国王）は直接的な政治への関与は行っていない。90 年代前までは内戦と混乱が続いていたが、1991 年の和平達成後、日本を含む各国の努力もあって事態は徐々に沈静化して 1998 年には初の国民議会選挙が実施された。この結果、人民党が勝利し、1998 年にフン・センン氏が首相となって現在に至っている。フン・セン政権は 2004 年に四つの基本方針として「農業分野の開発」、「インフラ整備・開発」、「民間セクターの開発と雇用促進」、「能力・人材開発」を内容とする四辺形戦略（The Cambodia Rectangular Strategy）という国家戦略を策定し、これに基づく国家戦略開発計画を経済・社会開発の基礎としてきた（第 5 次 NSDP：National Strategic Development Plan 2014-2018）。その結果、安定した経済成長を実現しており、近年では 8%前後の経済成長を維持している。

７．１０．２　電力需給の概要[(1) (2) (3)]

（1）電力政策

電力政策では、1994 年に電力市場改革と自由化政策を推進し始め、電力供給拡大を図るために、民間・外国資本による投資を奨励するための環境整備が行われている。1999 年に策定された「カンボジア長期電力戦略」（Cambodian Power Sector Strategy 1999-2016）は現段階の電力開発の基本となっている。同戦略は以下の内容を含む。

① 適正な電気料金による安定した電力供給
- 電力開発（水力・火力）に対する民間投資導入
- 環境・社会と調和する電力開発
- 効率的な国内系統間電力融通

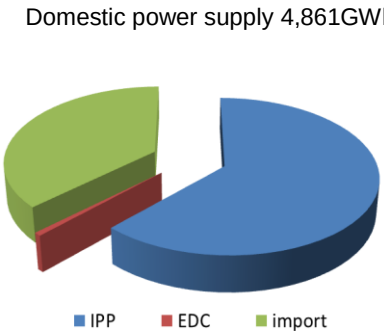
② 地方電化促進による貧困削減

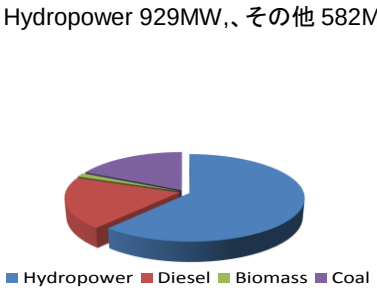
③ エネルギーの効率的使用の促進と環境影響の最小化

（2） 電力需給

電力需要は近年急速に増加しており、EDC（カンボジア電力公社）の販売電力量の増加率は年率 18.4%（2008-2012 年）に達している。国内供給は IPP による発電供給が約 60%で、これに加えて、隣国（ベトナム、タイ、ラオス）からの電力輸入により賄われている。EDC の発電供給は殆どなく、エネルギーセキュリティ面で問題となっている。総設備出力は 1,511MW で、水力が 62%、ディーゼルと石炭がそれぞれ、19%、17%の電源構成となっている。以前はディーゼルが 90%以上の割合を占めていたが、2012

年以降、IPP による大規模水力の開発により、水力発電の比率が逆転している。図 7.10-3 に事業者別発電量、図 7.10-4 に電源別設備容量を示す。





出所： EAC Report 2015 Edition

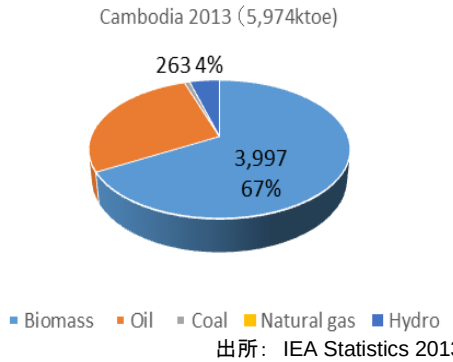
図 7.10-3 事業者別発電量（GWh, 2014）　図 7.10-4　電源別設備容量(MW, 2014)

出典：両図とも JICA 橋本専門員　土木学会講演会資料（3）

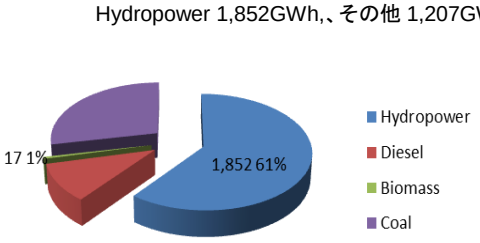
７．１０．３　再生可能エネルギーの概要(2)(3)

（１）一般概況

2013 年の一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合は 71%（水力を含む）である。その内訳は、バイオマスが 67%で、水力 4%となっている（図 7.10-5）。同国では、依然として煮炊きのエネルギー源として薪、木炭などバイオマス資源が使用されている。一方、電源別の発電量（図 7.10-6）をみると、再生可能エネルギーの比率は 62%（水力を含む）に達している。61%が水力で、1%がバイオマス他であり、水力以外は非常に限定的である。



出所： IEA Statistics 2013



出所： EAC Report 2015 Edition

図 7.10-5　一次エネルギー消費量(ktoe)　図 7.10-6　電源別発電量(GWh, 2014)

出典：両図とも JICA 橋本専門員　土木学会講演会資料（3）

（２） 再生可能エネルギー政策

再生可能エネルギー政策は基本的に地方電化を主眼に進められている。つまり電化が目的・目標であり、再生可能エネルギーは電化手段の一つとして位置付けられている。2003 年には「再生可能エネルギー行動計画」（Renewable Energy Action Plan 2002-2012, REAP）が策定され、政府による再生可能エネルギー開発戦略が示された。これ基づき、2006 年には「再生可能エネルギー政策による地方電化」（Rural Electrification by Renewable Energy Policy）が承認され、2020 年までに農村の電化率を 100%にすると共に、2030 年までに 70%の世帯を系統接続する電化目標が設定された（図 7.10-7）。また、地方電化による貧困削減と民間の再生可能エネルギーへの参入を促すために、「地方電化ファンド」（Rural Electrification Fund : REF）が 2004 年 12 月 4 日付の勅令で公布された。REF は、世界銀行と Global Environment Facility（GEF）の支援事業としてカンボジア政府が運営するファンドであり、出資者は、世界銀行の国際開発協会（IDA）、GEF とカンボジア政府であるが、カンボジア政府の出資分は世界銀行による融資で賄っている。地方電化率は現行で 51%に留まっており、電化目標（2030 年断面で 70%）に対して、既存配電線の延伸によることが想定されており、延伸が困難な地域は再生可能エネルギー（小水力、太陽光、バイオマス）による分散型電源にて電化が行われる予定である。

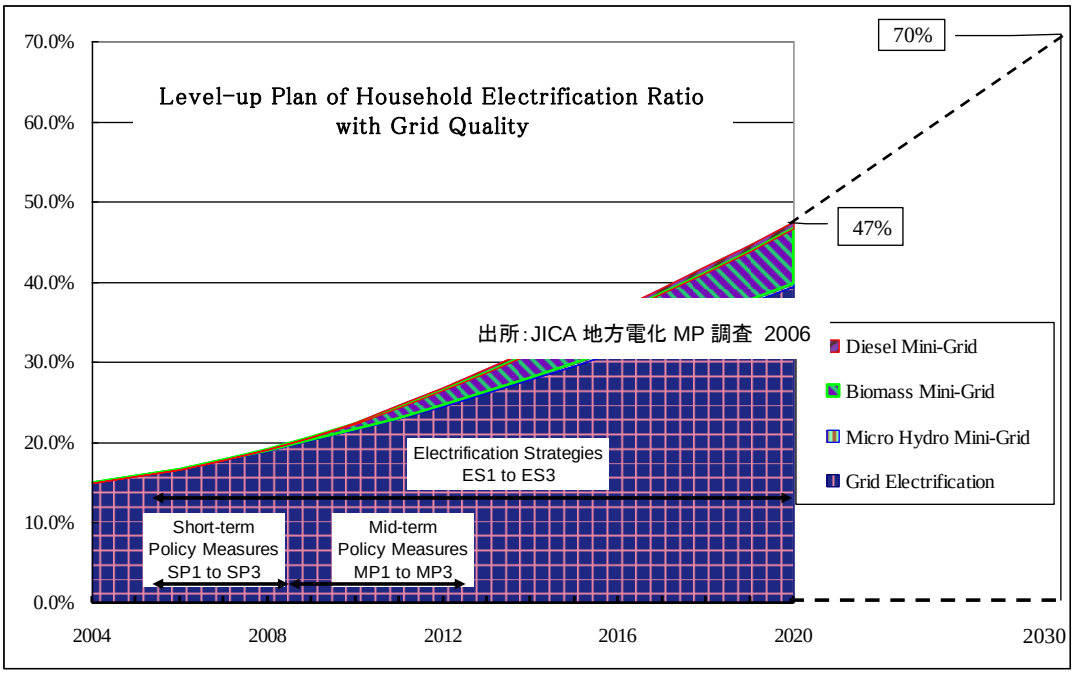


図 7.10-7　地方電化計画

出典：JICA 橋本専門員　土木学会講演会資料（3）

（３） 小水力

小水力ミニグリッドによる電力供給は極一部の地域で行われているのみで、地方の多くの地域においては、ディーゼル発電を使った小規模電気事業者による非常に高額な電力供給が行われている。既存の小水力は O Chum Ⅱ (1MW、Rattanakiri 州)であったが、Mondulkiri（370kW、Mondulkiri 州））、Rattanakiri（O Chum Ⅰ新設＋O Chum Ⅱ更新、1.25MW 、Rattanakiri 州）が JICA 無償援助によりそれぞれ 2009 年、2015 年に運開し、地方電化に貢献している。Modulkiri 小水力発電所（図 7.10-8）は 2 箇所の流込み式水力（合計出力 370kW）と、乾季の渇水時補完用ディーゼル発電機（300kW）からなるハイブリッド型の電力施設である。

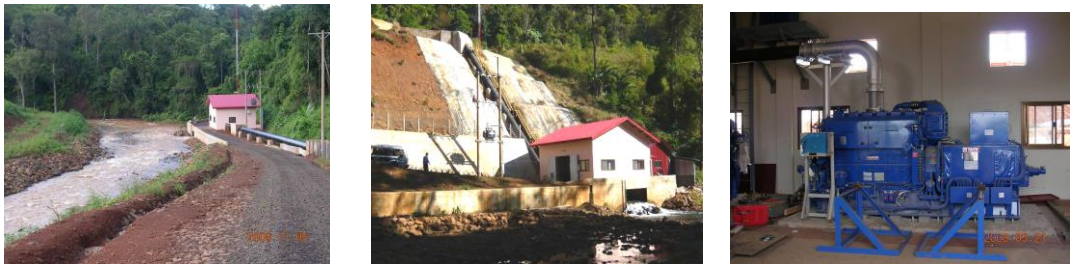


図 7.10-8　Modulkiri 小水力発電所
出典：JICA 橋本専門員　土木学会講演会資料（3）

また、小水力と太陽光とのハイブリッドシステムを構成する電源システムが NEDO 実証試験の一環で Kampong Cham 州に 2004 年に建設されている。このシステムは既存の灌漑用貯水池を利用した 20 kW タービン 2 台と 88 kWp の太陽電池から構成されており、周辺村落に電気を供給している。

（４）太陽光

カンボジアは 1 年を通して比較的日射量が多い国である。アメリカ航空宇宙局（National Aeronautics and Space Administration, NASA）が人工衛星を使って観測した地球上の太陽エネルギーのデータによるとカンボジアの 1 日あたりの平均日射量は 5.1 kWh/m^2 であり、東京の平均日射量 3.5 kWh/m^2 と比較してもかなり太陽資源のポテンシャルは高い。日射量分布は図 7.10-9 のとおり。

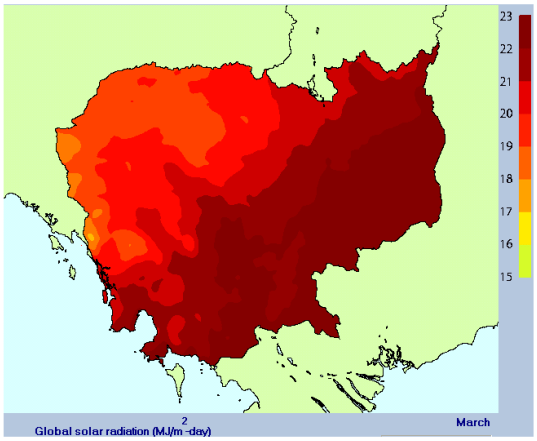


図 7.10-9　カンボジアの日射量の分布

（出所）Renewable Energy and Energy Efficiency in Cambodia, Country presentation on The 6th ASEAN+3 NRE and EE&C Forum, 15 March 2010, Tokyo, Japan

太陽光発電導入実績は、表 7.10-2 が示すように 2002 年までの間に遠隔通信システム、蓄電池、公共施設の照明、ソーラーホームシステムなどで 200 kW 以上の太陽光発電システムが設置されているが、近年では携帯電話中継器の電源としての太陽光発電等による導入が進み、民間企業によるメガソーラー計画もあるようであるが、現況は正確に把握されていない。

表 7.10-2　カンボジアにおける過去の太陽光発電の導入実績（1997～2002 年）

	容量（Wp）
通信（MobilTel Company）	127,000
通信（SAMART Company）	38,000
トレーニング･センター	19,691
橋梁	7,280
NGO事務所	3,825
学校	3,279
バッテリー･チャージ	2,196
家庭	1,720
診療所	1,595
合計	204,586

（出所）Sustainable Energy in Cambodia: Status and Assessment of the Potential for Clean Development Mechanism Project

（５）風力

カンボジアには風況データはないが、世界銀行がアジアの風力エネルギー1 km メッ

シュの空間解析を行った実績があり、インドシナ半島のタイ、ラオス、ベトナム、カンボジアの風況を推定している（図 7.10-10）。これは地上 30m および 65m の風速を推定するために気象や地勢データをモデルに入力して計算されたもので、実際の風況モニタリングの結果とは異なる。このデータ解析結果によると、カンボジアの風力エネルギー資源は近隣諸国と比べると小さい。

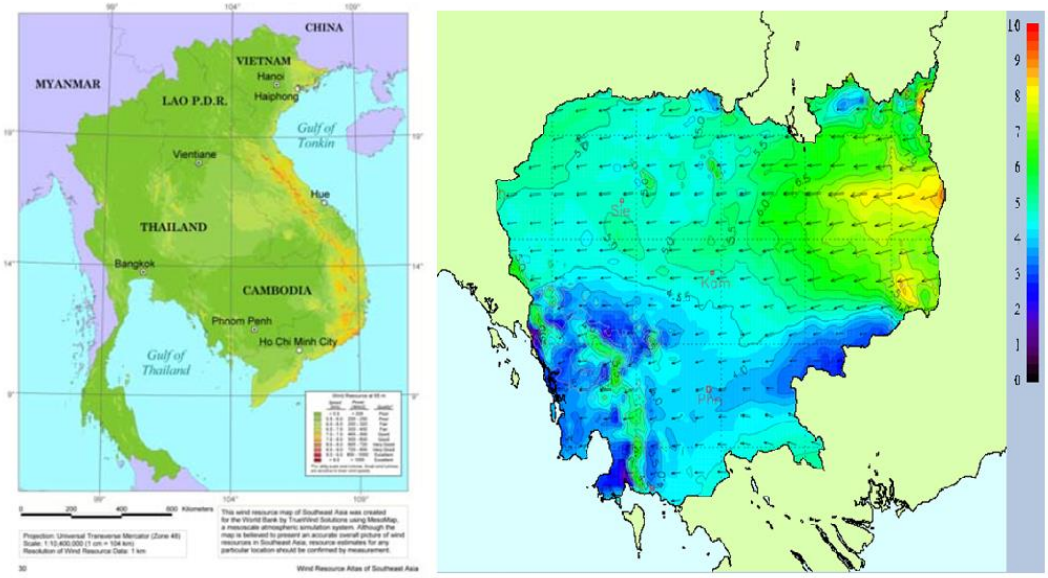


図 7.10-10　東南アジアの風力資源分布（左）とカンボジアの風況図（右）

注：Ground level 100m, Wind speed 4-10m/s, Wind power 100-500W/m^2

（出所）World Bank Publishing（左）、Renewable Energy and Energy Efficiency in Cambodia, Country presentation on The 6th ASEAN+3 NRE and EE&C Forum, 15 March 2010, Tokyo, Japan（右）

風力発電導入実績は海外の無償援助プロジェクトの一部として設置された 400 W の家庭用小型発電機やバッテリーを充電するために個人で購入した小型風力発電機のほか、携帯電話会社が Kampot 県の Bokor 山に通信塔に電気を供給するために設置した風力発電機があるのみである。

（６）バイオマス

カンボジアはゴムなどの植林、農業生産物残渣、家畜の糞尿などバイオマス資源が非常に多く賦存している。バイオマス熱利用は、主に非商業バイオマスであり、薪や木炭は家庭の調理用燃料として利用されている。バイオガス燃料は全国規模で展開され、家畜の糞尿を利用してメタン発酵ガスを製造し、厨房の調理用燃料として消費されている。

バイオマス発電については、2012 年時点で 6.5MW の発電設備容量が導入されている。これらの設備の多くは、小規模な籾殻によるガス化発電である。このような事業は全国で数十件規模に拡大しており、今後もその数量が増えていくと予想される。NEDO は 2004 年に、バイオガスを利用した発電プロジェクトを Sihanoukville の近くで実施した。

このプロジェクトはバイオガスと太陽光のハイブリッドで、農村に 120 kW の電力を供給するもので、家畜の糞尿から発生するバイオガスが 2 台の 35 kW ガスエンジンを駆動させ発電する。

また、バッタンバン州では、バイオマス給電事業が組合方式によって運営されている（図 7.10-11）。9kWe の木材用ガス化発電装置はインド製で、燃料である樹木をプランテーションにて栽培することによりコンスタントに燃料提供が可能になっていること、樹木栽培に係る労働力として住民参加による新規雇用が発生していることが特徴である。

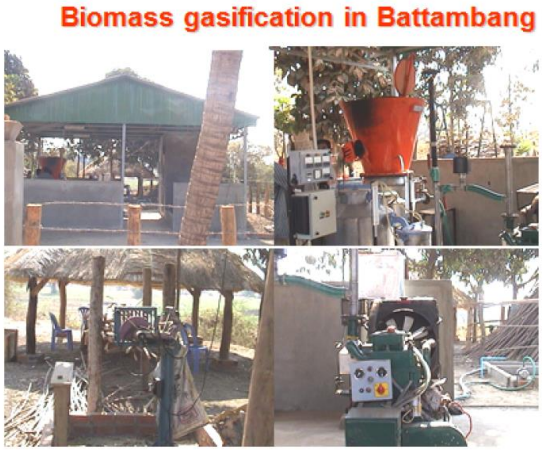


図 7.10-11　バイオマス発電（NGO 支援、2005 年）
出典：JICA 橋本専門員　土木学会講演会資料（3）

バイオ燃料の取り組みは積極的に進められている。現在、ジャトロファによるバイオディーゼルのテスト栽培が進められている。また、バイオエタノールについては原料作物の砂糖キビとキャッサバ等、原料作物の栽培に対する外国資本が活発に活動しており、農業国であるカンボジアはバイオ燃料の原料作物を生産するポテンシャルが高い。

参考文献

7.10 カンボジア

(1)海外電力調査会「平成 26 年度ラオス・カンボジア電力事情調査」2014 年 12 月
(2)日本エネルギー経済研究所「再エネ動向調査」2015 年
(3)JICA 橋本専門員「ラオス・カンボジアの電力政策における再生可能エネルギーの開発」、土木学会講演会資料、2016 年 1 月 27 日
(4) 海外電力調査会：海外諸国の電気事業　第 2 編　2015 年版　上巻　第 3 章 pp.231-238.

７．１１　ミャンマー

７．１１．１　国の概要

ミャンマー（表 7.11-1、図 7.11-1）の国土は、南北約 2,000km、東西 900km と南北に長く、中央を縦断する大河エーヤワディ川（イラワジ川）、シッタン川（図 7.11-6）に沿って中央に広大な平原、その西側はなだらかな丘陵地、北側と東側は高地となっている。

内陸部は雨量 1,000mm 以下の乾燥した気候でサバナ気候に区分される。東部～北部の山間部は平野部に比べて冷涼で、雨量も 1,500～4,000mm に及び温帯湿潤気候、ヤンゴンから南の海岸部は熱帯モンスーン気候に区分される。

モンスーンの影響を強く受け、季節は乾期（2 月下旬から 5 月中旬）、雨期（5 月下旬から 10 月中旬）及び涼期（10 月中旬から 2 月中旬）の 3 つに分かれる。

また、沿岸部はサイクロンによる被害を受けることが多い。(2)

表７．１１－１　ミャンマーの一般概要

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第２編　2015 年版（上巻）(1)

国名	ミャンマー連邦共和国
面積	67 万 6,600km^2
人口	5,141 万人
首都	ネピドー
言語	公用語はビルマ語。他にシャン語、カレン語などの各民族語
宗教	仏教 89%、キリスト教 4%、イスラム教 4%、精霊崇拝 1%など
民族	ビルマ民族 68%、シャン族 9%、カレン族 7%、ラカイン族 4%など
政治体制	大統領制、共和制
通貨	チャット １チャット＝0.11 円(2014 年初)
国内総生産	540 億ドル(2012 年度)
１人当たりの 国民総所得	834 ドル(2012 年度)

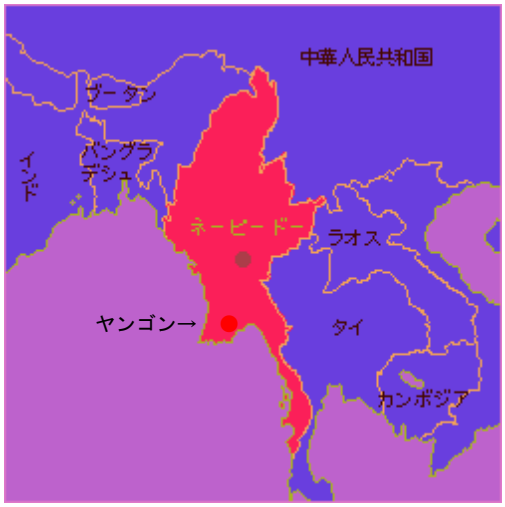


図７．１１－１　ミャンマー概観図(3)

出典：外務省．ミャンマー（ヤンゴンを加筆）

７．１１．２　エネルギー政策の概要

（１）エネルギー消費

エネルギーの最終消費量は合計 1,308 万 toe でエネルギー源別に見ると、石炭 1.8% (23.2 万 toe)、石油製品 8.4% (109.7 万 toe)、天然ガス 5.2% (68.2 万 toe)、非商業エネルギー80.9%(1057.7 万 toe)、電気 3.8% (49.2 万 toe)となっている。用途別内訳は、産業用 10.0%(131.0 万 toe)、運輸用 6.3% (82.9 万 toe)、家庭用 80.0% (1,046.4 万 toe)、商業用 0.8% (9.9 万 toe)、農林業用 1.1% (13.8 万 toe)、その他 0.8% (10.2 万 toe)、非エネルギー利用 1.1% (13.8 万 toe)と、家庭用が大半を占めている。(1)

（２）エネルギー生産

IEA の統計による 2011 年のミャンマーのエネルギー需給バランスを表７．１１－２に示す。

2011 年におけるエネルギー生産量 (非商業エネルギーを含む) は、2,239 万 toe と、2002 年の 1,645 万 toe に対して約 1.4 倍に増加している。これは主に天然ガスの生産量増加によるものである。2011 年における生産量(2,239.4 万 toe)の内訳は、石炭 1.8% (41.1 万 toe)、原油 3.9% (87.2 万 toe)、ガス 44.9% (1,005.1 万 toe)、水力 2.0% (44.3 万 toe)、非商業エネルギー47.4% (1,061.7 万 toe)であり、依然として非商業エネルギーが大半を占めている。

エネルギー輸入量については、自動車の増加により 2005 年には 129 万 toe にまで増加したが、2011 年は 24 万 toe に低下している。これは、政府が 2001 年からディーゼル油とガソリン(2011 年以降はレギュラーガソリンのみ)を配給制として供給量をコントロールしてきたことが原因である。

エネルギー輸出においては 1998 年から天然ガスを大量にタイへ輸出しており、2011 年の天然ガス輸出量は 865.3 万 toe となっている。天然ガスの国内生産量は 1,005.1 万 toe なので、生産量の 86%が輸出されていることになる。

国内供給量のエネルギー別割合は、石炭 2.9% (41.1 万 toe)、原油 6.3% (88.1 万 toe)、石油製品 2.0% (28.6 万 toe)、天然ガス 10.1% (141.8 万 toe)、水力 3.2% (44.3 万 toe)、非商業エネルギー75.5% (1,061.7 万 toe)となっており、圧倒的に非商業エネルギーの供給量が大きい。(1)

表７．１１－２　エネルギー需給バランス(2011 年)

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第２編　2015 年版（上巻）(1)

(単位:石油換算 1,000 ﾄﾝ)

	石炭	原油	石油製品	ガス	水力	非商業	電力	熱	計	(構成比)
国内生産	411	872	0	10,051	443	10,617	0	0	22,394	159.32%
輸入	0	4	236	0	0	0	0	0	240	1.71 %
輸出	0	0	0	▲8,653	0	0	0	0	▲8,653	-61.42%
在庫変動等	0	5	50	0	0	0	0	0	55	0.39%
供給計	411	881	286	1,418	443	10,617	0	0	14,056	100%
(構成比)	2.92%	6.27%	2.03%	10.09%	3.15%	75.53%	0%	0%	100%	
発電	▲179	0	▲7	▲493	▲443	0	630	0	▲491	50.36%
石油精製	0	▲794	807	0	0	0	0	0	13	-1.33%
その他・ロス	▲1	▲87	12	▲243	0	▲40	▲139	0	▲497	50.97%
転換計	▲180	▲881	812	▲736	▲443	▲40	491	0	▲975	100.00%
産業部門	219	0	218	365	0	334	173	0	1310	10.02%
運輸部門	0	0	661	168	0	0	0	0	829	6.34%
家庭用	0	0	1	0	0	10,243	221	0	10,464	80.00%
商業用	0	0	1	0	0	0	98	0	99	0.76%
農林業	0	0	138	0	0	0	0	0	138	1.06%
その他	13	0	69	19	0	0	0	0	102	0.78%
非エネルギー利用	0	0	9	129	0	0	0	0	138	1.06%
消費量計	232	0	1,097	682	0	10,577	492	0	13,080	100.00%
(構成比)	1.77%	0.00%	8.39%	5.21 %	0.00%	80.86%	3.76%	0%	100.00 %	

（３）エネルギー政策

a. 概要

1）重点項目

エネルギー政策は、エネルギー省（MOE：Ministry of Energy)の内部組織であるエネルギー計画部（EPD：Energy Planning Department)が策定している。EPD では 1990 年代にエネルギー計画を策定し、その後長期にわたり内容を更新していなかったが、2011 年に新たなエネルギー政策を策定した。

新たなエネルギー政策には、以前のエネルギー政策と同様に、エネルギー効率の向上や薪などの非商業エネルギーの利用抑制が盛り込まれている。また、以前の政策では「国内資源を活用するため、積極的に水力を開発する」ことが目標となっていたが、新たな政策では「国民全体の利益のために石油・天然ガスの効果的な利用を行う」ことが目標となっており、今後のミャンマーのエネルギー開発の中心が水力から天然ガスに移行していくことになった。また、「民間資本の開発によるエネルギー開発」が目標に加わり、今後、海外資本を中心とした民間企業にエネルギー資源の開発への参入を促し、新たなエネルギー源の確保を図ることになった。

現行のエネルギー政策では、重点項目として以下の 6 点が取り上げられている。(1)

①エネルギー自給率を維持する

②新エネルギーと再生可能エネルギーの導入を促進する

③エネルギー効率を向上させ、省エネルギーの促進を行う

④家庭における薪など、非商業エネルギーの利用を抑制する
⑤国民全体の利益の為に、石油・天然ガスの効果的な利用を行う
⑥エネルギー分野への民間企業の参入を促進する

2）電気事業体制(1)

ミャンマーにおける電気事業は、基本的には電力省(MOEP)によって運営されている。図７．１１－２に MOEP の組織を示す。

ミャンマーの電気事業は、発・送・配の各事業に分割されている。図７．１１－３に供給体制図を示す。

また、電源別の発電設備容量を表７．１１－３に示す。

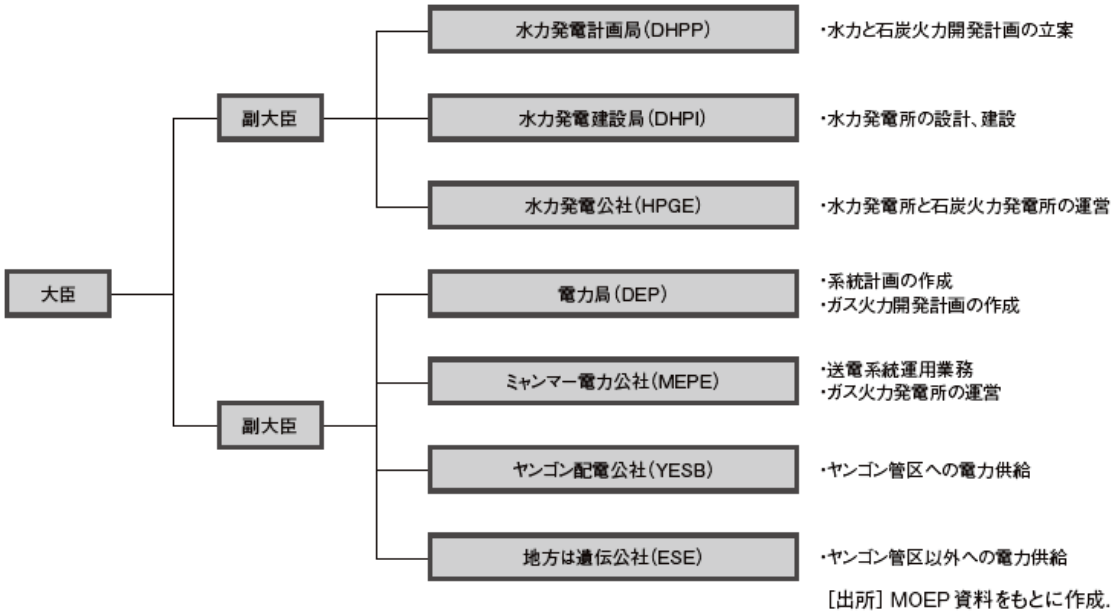


図７．１１－２　電力省(MOEP)の組織

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第２編　2015 年版（上巻）(1)

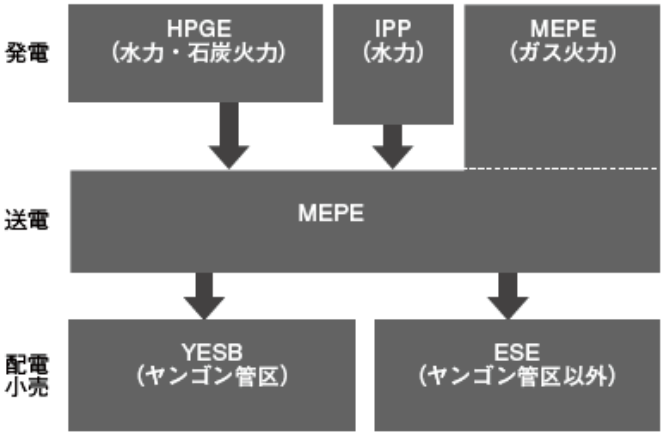


図７．１１－３　電力供給体制

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第２編　2015 年版（上巻）(1)

表７．１１－３　電源別の発電設備容量(2014 年)

出典：一般財団法人 海外電力調査会．海外諸国の電気事業　第２編　2015 年版（上巻）(1)

（単位:1,000kW)

電源	ｸﾞﾘｯﾄﾞ接続	ｸﾞﾘｯﾄﾞ非接続	合計	比率(%)
水力	2,971	33	3,004	68.6
ガス火力	1,164	4	1,168	26.7
石炭火力	120	－	120	2.7
ディーゼル	－	79	79	1.8
バイオマス	－	5	5	0.11
合　計	4,255	121	4,377	100.0

b. 再生可能エネルギーの開発方針

商業エネルギーの供給が全国に行き届いていないミャンマーでは、薪やバガスなどの非商業エネルギーが重要なエネルギー源になっている。国際エネルギー機関(ＩＥＡ)によれば、2011 年の総エネルギー消費に占める非商業エネルギーの割合は 81%に達している。

再生可能エネルギーに関しては、風力、太陽光、地熱などの豊富なエネルギー源があるが、高価な初期投資費用などのために研究段階にとどまっており、これまで本格的な開発はされてこなかった。しかし、エネルギー政策上は再生可能エネルギーの幅広い利用の促進を定めており、エネルギー開発計画では 2020 年までに総電力の 15～20%を再生可能エネルギーで賄うこととしている。こうした背景の中、タイやマレーシアの企業がミャンマーでの風力発電所やバイオマス発電所などの建設を計画している。また、2012 年 1 月には独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)とミャンマー政府は再生可能エネルギー等の包括的な協力にかかわる合意を結んでいる。(1)

７．１１．３　再生可能エネルギーの種別の現状と展望

現状の再生可能エネルギーの発電設備容量は図７．１１－４に示すように約 4.5%である。再生可能エネルギー導入は、115MW のバイオマス発電と 34MW の小型水力が主で、太陽光発電（0.7MW）と風力発電（0.14MW）はまだ進んでいない。ASEAN としては、2015 年に再生可能エネルギーの導入量を 15%とする目標があり、ミャンマーの導入計画では、図７．１１－５のように定めている。

このような状況の中、タイの Green Eath Energy 社が電力省と 210MW の太陽光発電所の建設について MOU（Memorandam Of Understand）を結んでおり、実現すれば、ミャンマーの再生可能エネルギー導入計画が前倒しで実現される。(4)

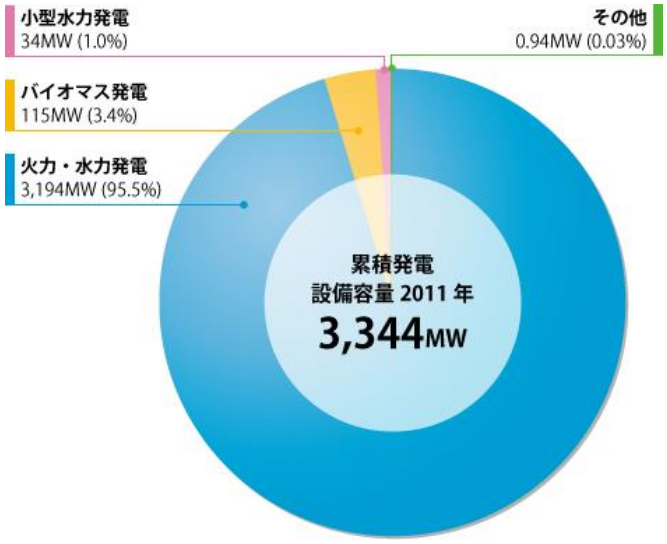


図７．１１－４　2011 年の累積発電設備容量[4]
出典：新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス Web サイト

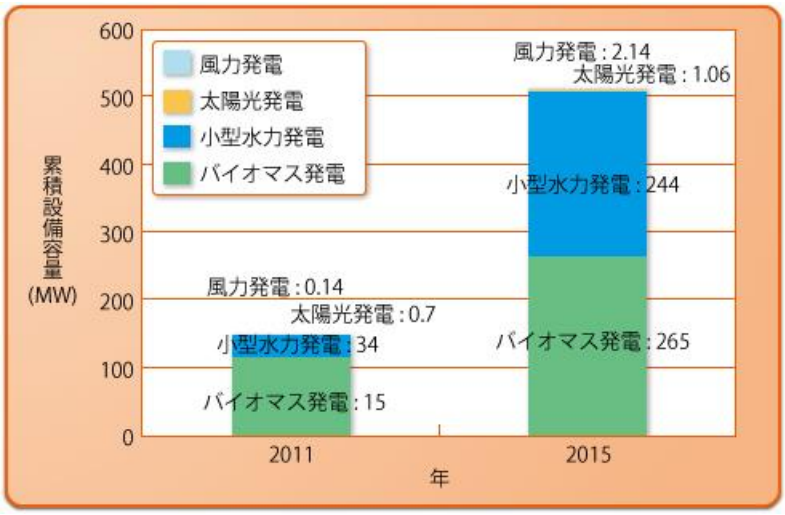


図７．１１－５　再生可能エネルギー導入計画[4]
出典：新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス Web サイト

現在の再生可能エネルギーの開発状況は以下の通りである。

（１）水力発電

ミャンマーは険しい山々が連なり、山地も多く、さらにエーヤーワディー川やタンルウィン川、チンドウィン川、シッタウン川などの大河が北から南に貫流しており、それらの支流も多数あることから、国内の水力資源は膨大である。理論的な包蔵水力は 1 億 800 万 kW に達し、アジア地域では中国やネパールに次ぐ規模であり、東南アジアの中では最大の規模を誇っている。経済的に開発可能な包蔵水力は 4,850 万 kW と見積もられており、このうち既に開発されているのは 300 万 kW、2030 年までに開発される見込みとなっているのは 940 万 kW である。

水力開発に関しては、これまではネー・ウィン政権下の破綻した経済状況や1988年の軍事クーデターによるODA停止などにより水力資源を十分に活用できなかったが、近年、中国やタイからの経済協力や直接投資により、開発が本格化している。中国・タイの IPP 事業者が開発する見込みの地点は合計で 4,210 万 kW となっており、これは開発可能な包蔵水力のうちの未開発分 4,550 万 kW の 93%を占める値である。なお、中国やタイが開発するプロジェクトにおいては、開発した電力の半分を開発した国、すなわち中国やタイに送ることが認められている。(1) 我が国からは関西電力が図 7.11-6 に示した地点の水力プロジェクトに関っている（10）。

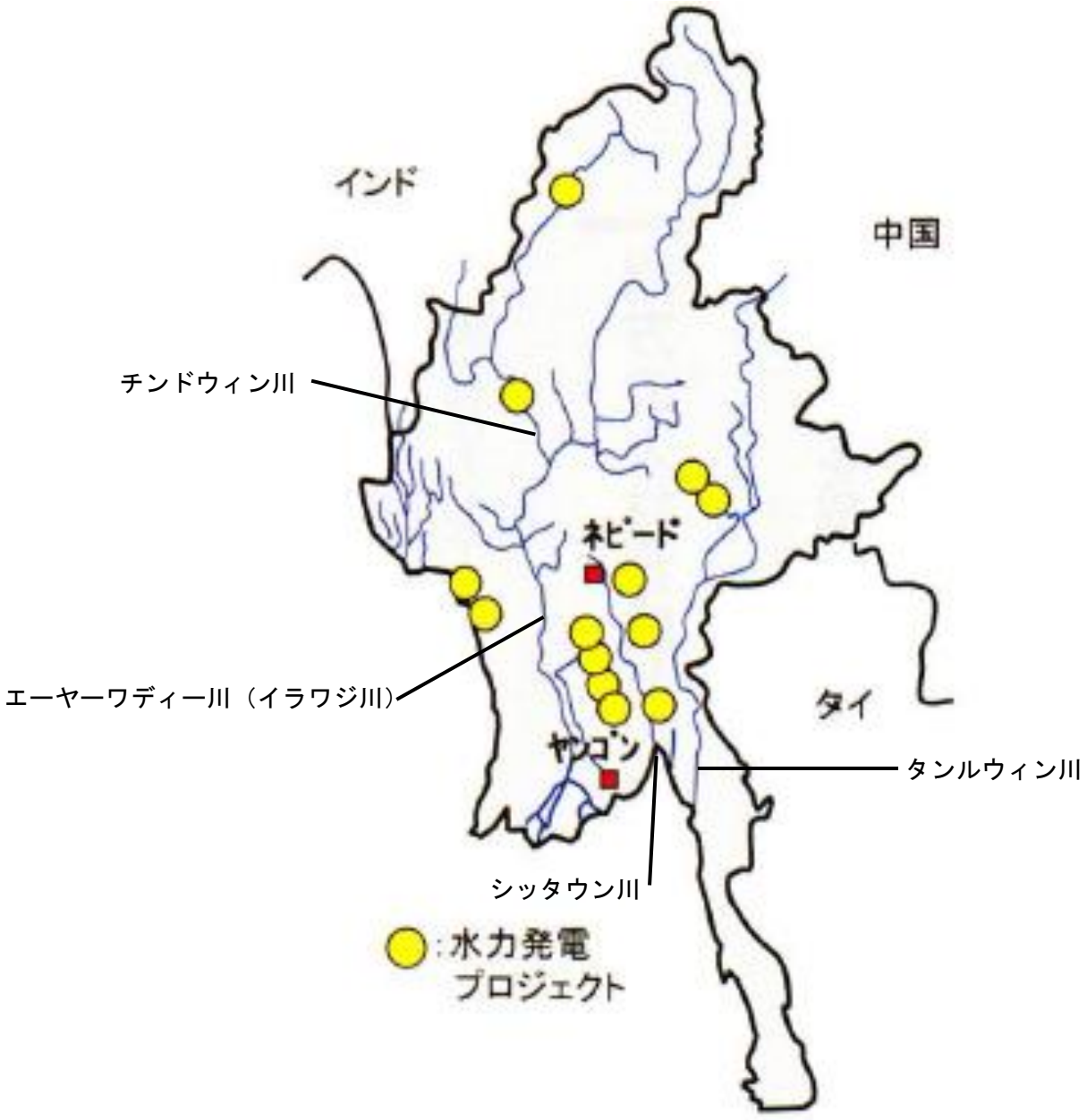


図７．１１－６　関西電力が主に関った水力プロジェクト（2001～2008 年）
出典：淺野誠、土木学会誌　2016 年 2 月号（10）に河川名を加筆

（２）風力発電

1997 年に日本の NEDO がミャンマーの風力発電のポテンシャル調査を行った結果、利用可能量は 365.1TWh／年で、ベンガル湾とアンダマン海に沿った 2,832km の海岸線地帯が風力発電に適しているとしている。

2014 年にはミャンマー電力省と、タイの Gunkul Engineering Public 社、中国の China Three Gorges 社との間で大型風力発電プロジェクトに関する MOU が結ばれた。それを受けて、図７．１１－７に示す 18 地点に対して事業性評価が開始された。また、2015 年 6 月には、ミャンマーの電源開発事業者 Zeya & Associates と、デンマークの風力発電装置メーカ Vestas 社が、モン州で 30MW の風力発電所を建設することで合意している。ミャンマーの電力増強計画に対し、世界銀行は 400 万ドルを供与する準備があるとしており、ミャンマーにおいて大型発電建設が始まる機運が高まっている（2015 年 9 月）。(5)

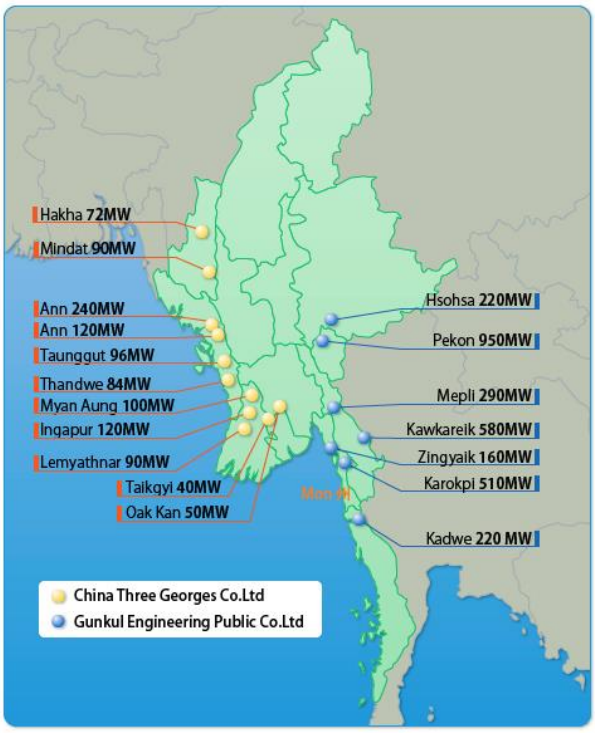


図７．１１－７　風力発電事業性評価対象地点（風力発電候補サイト）(5)
出典：新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス Web サイト

（３）太陽エネルギー

ミャンマーは太陽エネルギーに恵まれた国であり、太陽光発電は有効な対応策になると考えられる。ミャンマーでは 2014 年 4 月に太陽光発電の固定買取価格が引き上げられ、家庭用太陽光発電の買取価格は 0.035US ドル/kWh から 0.05 ドル/kWh に、産業用は 0.075 ドル/kWh から 0.150 ドル/kWh となった。

これらの動きにより外資による再生可能エネルギーの導入が動き始めており、米国の ACO 投資グループはミャンマー政府と、ミャンマー中央に位置している

マンダレー管区に 150MW の太陽光発所を 2 基建設する契約を結んだ。この大規模太陽光発電所は 2016 年完成予定で、ミャンマーの総発電量の 10～12%を占めると予想されている。ミャンマーの発電は水力発電の比率が高いため乾季には電力供給量が減少する問題があるが、太陽光発電の導入で電力供給量の季節変動が改善されることが期待されている。(6)

また、ミャンマー中部（マグウェー管区）では、ミャンマー電力省（MOEP）と電力供給に関する覚書（MOU）を締結したタイの再エネ発電事業者　Green Earth Power Co.（GEPC）により、東南アジ最大となる Minbu 太陽光発電所（22 万 kW）の建設が 2016 年から開始されている。(7)

（4）バイオマス

ミャンマー最大の産業である農業は GDP の 3 分の 1 以上を占めており、特に生産量が多い米の残渣として、多くの籾殻が排出されている。籾殻はバイオマス資源として発電利用が可能であり、特に系統電力網のない無電化地域では自立電源として期待されている。一方、ミャンマーの籾殻ガス化発電機は十分にタール除去を行っておらず、発電機が頻繁に停止し稼働率が低く、籾殻の利用率も低いままである。(8)

以上の状況を改善すべく、近年籾殻の直接燃焼ではなく、籾殻から固形燃料の製造技術、燃焼灰を肥料として活用する為の技術開発が開始されている。また、非食用植物（ジャトロファ）種子を原料とするバイオマス燃料（高品位ＢＤＦ）製造の研究開発等が実施されている。(9)

参考文献

７．１１　ミャンマー

(1)　一般財団法人　海外電力調査会.
海外諸国の電気事業　第 2 編　2015 年版（上巻）第 3 章　pp.331-341.

(2)　国際協力機構（JICA）. 世界の様子（国別生活情報）ミャンマー
http://www.jica.go.jp/regions/seikatsu/ku57pq000005g185-att/ku57pq000005g1f2.pdf

(3)　外務省. ミャンマー　http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/myanmar/

(4)　新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス. ミャンマーにおける再生可能エネルギー導入状況　（7.11.3　総論）　https://www.asiabiomass.jp/topics/1306_03.html

(5)　新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス. ミャンマーの風力発電の現状
（7.11.3（2））　https://www.asiabiomass.jp/topics/1509_05.html

(6)　新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス. ミャンマーにおける太陽光発電
（7.11.3（3））　https://www.asiabiomass.jp/topics/1410_02.html

(7)　一般財団法人　海外電力調査会. 2016 年度最新情報
（7.11.3（3））　https://www.jepic.or.jp/world/2015/2015101303.pdf

(8)　新エネルギー・産業技術総合開発機構. ミャンマーで籾殻ガス化発電の運用性向上

事業を実施へ （7.11.3（4））　http://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100165.html
(9) 新エネルギー財団アジアバイオマスオフィス．エネルギー分野におけるミャンマーへの支援拡大（7.11.3（4））　https://www.asiabiomass.jp/topics/1306_02.html
(10) 淺野誠：慢性的な電力不足解消に向けた水力プロジェクト―ミャンマー電力省のインハウスエンジニアとしての技術支援と技術移転―、土木学会誌、2016 年 2 月号、pp.22-23.

７．１２　大洋州地域

７．１２．１　地域の概要

大洋州地域は、パラオ、ミクロネシア等歴史的に我が国と深いつながりがある国も多く、おおむね親日的であり、国際社会における我が国の重要なパートナーである。多くの国が小島嶼国ならではの開発困難性や脆弱性を抱えており、また、気候変動による海面上昇や自然災害による被害、水不足等、地球規模の環境問題から様々な影響を受けている。

大洋州地域は図 7.12-1 のように広大な海域に広がり、多種多様で、必ずしも類似の集合としてまとめる事が適切ではないケースもあるが、地理的・歴史的環境並びに文化人類学的に、大きく以下の３地域に分類されている。

（１）　ミクロネシア地域（パラオ、ミクロネシア連邦、マーシャル、ナウル、キリバス）

ミクロネシア地域のうち、ミクロネシア連邦は良質の土壌に恵まれた火山島を数島持つが、その他の国の群島は海抜が低い環礁で土壌は不毛、陸上の天然資源は皆無である。

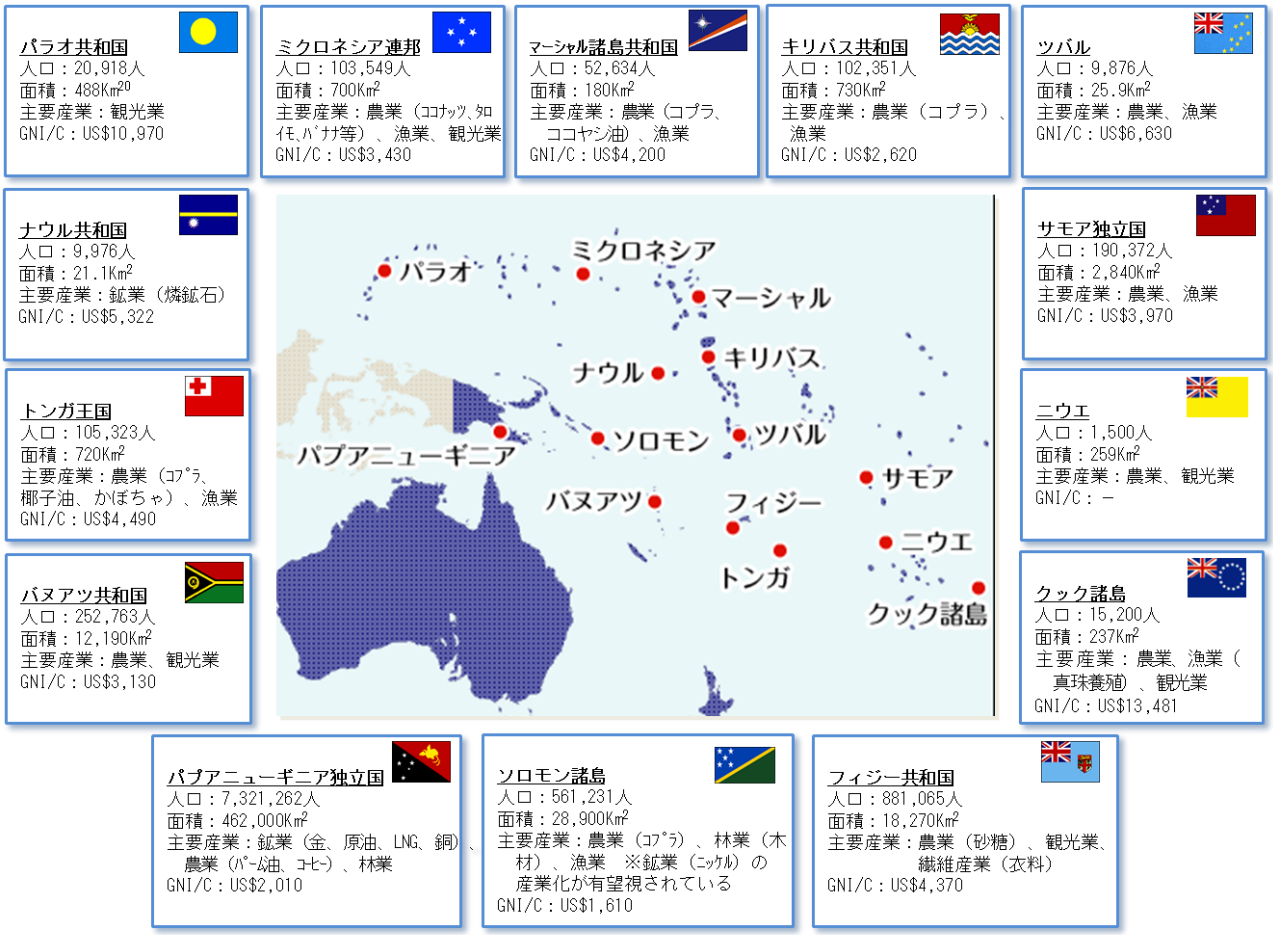
（２）　メラネシア地域（パプア・ニューギニア、ソロモン、バヌアツ、フィジー）

広大な火山島と環礁により構成され、パプア・ニューギニア（以下 PNG と称す）には最高峰のウィルヘルム山 4,694m がある。天然資源に富み、肥沃な土地、鉱物及び豊富な魚介資源を有する。

（３）　ポリネシア地域（ツバル、サモア、トンガ、ニウエ、クック）

トンガ、サモアは火山構造の数島と肥沃な土壌を有する小さな群島から成り立っているが、その他の国では土地が痩せ、陸上の天然資源は殆どない。

我が国は、より緊密な協力関係を構築し、太平洋島嶼国との絆を強化するために、1997 年から３年に一度､太平洋島嶼国の首脳を招待して太平洋･島サミットを開催し、太平洋島嶼国が直面する様々な問題について首脳レベルで率直な意見交換を行っている。2015 年 5 月には、福島県いわき市において第７回太平洋・島サミット（PALM7）を開催した。同サミットでは、太平洋島嶼国の優先課題に対応するためには継続的かつ一貫した取組が必要であることを踏まえ、「防災」、「気候変動」、「環境」、「人的交流」、「持続可能な開発」、「海洋・漁業」及び「貿易・投資・観光」の 7 つの分野に焦点を当てつつ、協力を進めることを決定した。エネルギー分野では、エネルギー安全保障の改善と温室効果ガス排出削減に資する支援として「ハイブリッドアイランド・プログラム」を国際協力機構（JICA）として提唱している。



※パラオ、ミクロネシア、マーシャル、キリバス、フィジー、ツバル、サモア、トンガ、PNG、ソロモン、バヌアツの人口およびGNI/Cは、世界銀行データ(2013)
※ナウル、ニウエ、クック諸島の人口は、SPCデータ(2010)、ナウル、クック諸島のGNI/CはUNデータ(2009)。

（出所：国際協力機構（JICA））

図 7.12-1　大洋州地域の基礎情報

７．１２．２　電力需給の概要

（１）発電設備

電力需給の概要としては表 7.12-1 に示す通り、大洋州地域の大国であるパプア・ニューギニアとフィジーを除き、ガスタービンや蒸気タービンを導入する規模に至らない事から、殆どの国で内燃力機関（ディーゼル発電設備、以下 DEG と称す）がベース電源として運用されている。なお、電化率は環礁の小国（パラオ、ナウル他）でほぼ 100%を達成しつつあるが、ソロモン、パプア・ニューギニア等一人当たり GDP が低く、また地形的にも配電線の延伸が困難な国では 20%程度と低迷している。

表 7.12-1　大洋州各国の電力需給概況

Country	Land area (km^2)*1	Population (2015 est.)*1	GDP per capita (USD) *2	Electricity access (%)*3	Average residential electricity tariff (UScents/kWh)*3	Installed capacity (MW)*4	Peak demand (MW)*4	Reserve margin (%)	Annual generated energy (MWh)*4	Genrated energy per capita (kWh)
Cook Islands	237	15,575	9,100	99	60	10.36	4.9	111	27,800	1,785
Federated States of Micronesia	701	105,216	3,000	65	39	17.7	14.3	24	68,200	648
Fiji	18,273	909,389	7,900	84	35	211.2	139.6	51	835,000	918
Kiribati	811	111,200	1,600	62	39	5.5	5.3	4	21,600	194
Marshall Islands	181	72,191	3,300	93	35	31.6	10.9	190	89,900	1,245
Nauru	21	10,600	12,500	100	14	6.04	3.3	83	17,100	1,613
Niue	259	1,190	5,800	99	49	3.25	0.54	502	3,200	2,689
Palau	444	17,700	13,500	98	35	18.9	15.4	23	84,900	4,797
Samoa	2,785	197,773	5,100	97	39	37.5	18	108	111,000	561
Solomon Islands	30,407	611,500	1,900	21	80	25.6	13.8	86	83,600	137
Tonga	650	106,501	4,800	92	52	15.3	7.7	99	52,600	494
Tuvalu	26	11,000	3,200	98	40	5.1	1	410	11,800	1,073
Vanuatu	12,281	271,100	2,500	33	73	28	13	115	63,700	235
Papua New Guinea	462,840	7,578,200	2,300	20	57	292	92.94	214	2,696,610	356

*1 PPA Benchmarking Report (2016)
*2 PPA Benchmarking Report (2016), as of 2013 other than Cook Islands (2005) and Niue (2003)
*3 Pacific Infrastructure Performance Indicators (2015), including access through off-grid RE systems
*4 Pacific Lighthouses - Renewable Energy Roadmapping for Islands - (IRENA, 2013)

ベース供給力としては、定格出力でより燃費効率が高い中速 DEG（回転数 900rpm 以下）が採用されてきたが、昨今は変動性の再生可能エネルギーである太陽光発電の普及に伴い、より負荷追従性に優れた高速 DEG（回転数 1200～1800rpm）の導入が進められる傾向にある。電力需要の規模により、DEG は単機容量が数百 kW～5MW 程度のものが導入されているが、ツバルなど小規模な発電所（600kW×3 台）（図 7.12-2 左）では発電コストが約 90 円/kWh[1]と高く、離島では更に首都からの燃料輸送コストが加わるため、約 150 円/kWh と報告されている[2]。これに対して、大洋州地域の電気料金は政府補助金を投入して 30～60 円/kWh に抑えられており、料金収入のみで原価回収が困難となっている国が多い。

また、DEG は適切な定期メンテナンス、特に運転開始後 16,000 時間等の期間を経て実施される大規模なオーバーホールが必要であるが、スペアパーツが調達できない、あるいは供給予備力が不足しているため発電機を停止した作業が実施できない等の理由によりオーバーホールが遅延し、期待される寿命（約 15～20 年）に到達する前に故障（例えば図 7.12-2 右）、修理不能となり廃棄されるケースも多い。メンテナンス作業計画の立案、必要なスペアパーツ調達、作業実施、次回作業に向けた改善提案まで PDCA サイクルとして行い、メーカーのサポート体制を必要最小限としうる、持続的なメンテナンス体制の確立を図る必要があり、JICA の「ハイブリッドアイランド・プログラム」においても、大洋州 5 ヶ国を対象とした支援を計画している。

1 「Energy Sector Development Project（世銀）Project Information Document」より引用。
2 「Pacific Lighthouses-Renewable energy opportunities and challenges in the Pacific Islands region」より引用。

ダイハツ社製 DEG（600kW）（ツバル） メーカー支援のもとオーバーホール中	キャタピラ社製 DEG（1.7MW）（フィジー） 不完全燃焼により煤が発生

図 7.12-2　DEG の運転、維持管理状況

（２）送配電設備

送配電設備の電圧階級は、132kV、66kV、33kV、22kV、13.8kV、11kV、6.6kV、4.16kV、4kV など、旧宗主国の影響を受け様々な電圧階級が導入されており、国によってはある程度統一していく動きが見られる。PNG、フィジーを除く大部分の国では、33kV 以下の中圧配電設備と低圧配電設備（400/240/120V）のみで供給している。米国式の配電方式が主流となっているミクロネシア地域では、裸電線による架空配電線が基本形態であるが、キリバス、ツバルなど小規模な珊瑚島では、欧州式の地中配電方式が主体となっている。架空配電方式では、設備建設後の電線等増強工事が実施しやすく、また事故発生時の事故点探査・復旧が容易である点が長所であるが、近年大洋州地域ではサイクロンにより定期的に甚大な被害を受ける事、また海岸地域では塩害により変圧器等の機器が急速に損傷している事例もあり、地域特性に応じた柔軟な設備形成が望まれる。

７．１２．３　再生可能エネルギーの概要

（１）一般概況[1]

大洋州地域では、図 7.12-3 のように電力供給の大部分をディーゼル発電設備（DEG）に依存しており、エネルギー安全保障の確保、更には気候変動に対する緩和策として先進国に普及をアピールする観点から、再生可能エネルギー（以下「再エネ」と称す）の導入によるエネルギー資源の多様化を積極的に進めている。従来、一定規模の発電電力量を系統に供給しうる再エネ電源としては、PNG、フィジー、サモア、バヌアツの水力発電、フィジーのバイオマス発電、バヌアツの風力発電のみであったが、昨今は世界市場の拡大に伴う機材コストの急速な下落により、ほぼ全ての国において太陽光発電の導入が積極的に進められている。

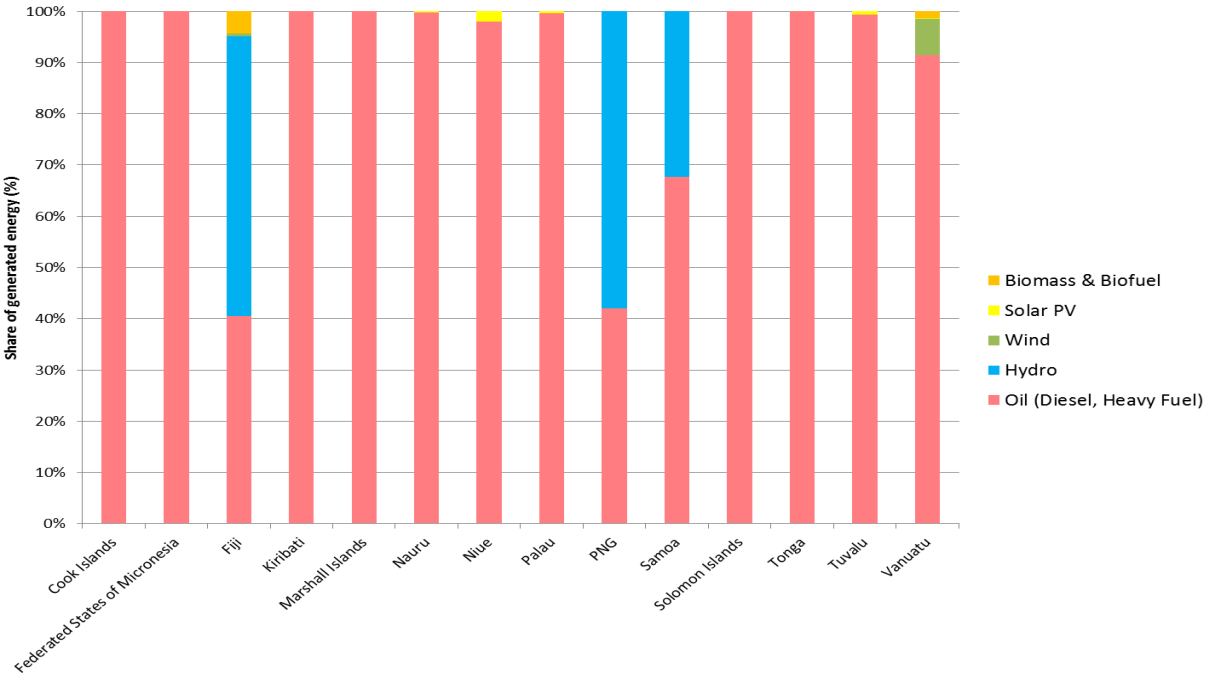


図 7.12-3　大洋州地域の再生可能エネルギー導入状況[3]（2011 年）

（２）協調型自律分散制御による離島マイクログリッド(2)

小規模電力系統において再エネの分散型電源を大量導入する場合、再エネ電源の利用率を最大限高めつつ、電力供給コストを低減する観点から、DEG を含む電源構成及び制御方法についての検討が必要となる。一般的に、大規模電力系統の場合には中央制御装置から各発電設備を直接的に制御する集中制御方式が採用されるが、大洋州の島嶼国でこの方式を導入すると、中央制御装置や個別発電設備でトラブルが発生した場合、これに起因して他の装置にもトラブルが波及、更に修繕のための技術者、部品、工具、重機などが適切に整備されていないことから、問題が長期化する恐れもある。このような背景から、中央制御装置からの自動制御指令に依存することなく、常時は再エネ電源の利用率最大を目的とした制御を実行しつつ、発電設備故障等の非常時には、各電源の出力制御や台数制御、蓄電池の個別制御等による「協調型自律分散制御」（図 7.12-4）による運用形態が望ましいと考えられる。

なお、離島マイクログリッドでは、変動性再エネ電源の導入拡大に伴い、周波数変動がより厳しい制約条件となる傾向にあり、より高速な制御性能を達成するため電源連系線は発電所母線に直結される専用電力線路の採用が望ましい。これにより、発電所側からのリアルタイム計測、1 秒未満の制御周期での安定化装置からの充放電制御が可能となる。

[3] バヌアツでは民間企業が運営する水力発電所（1200kW）が存在するが、2011 年の発電実績が確認されず本データには含めていない。

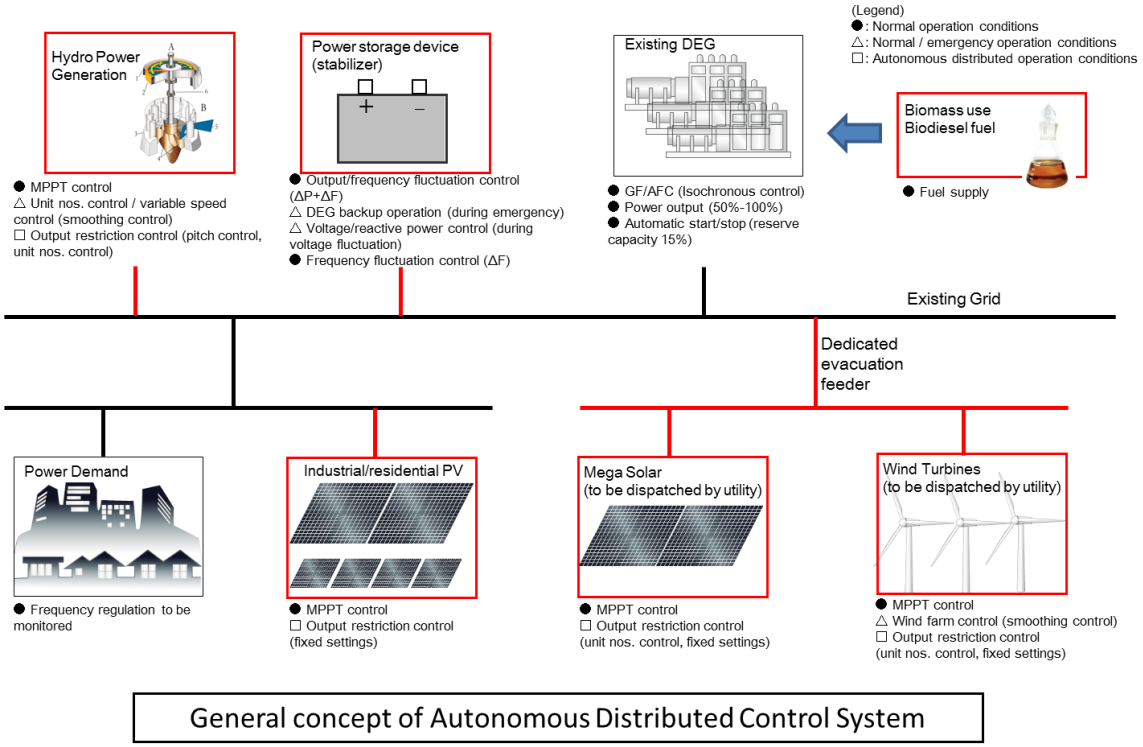
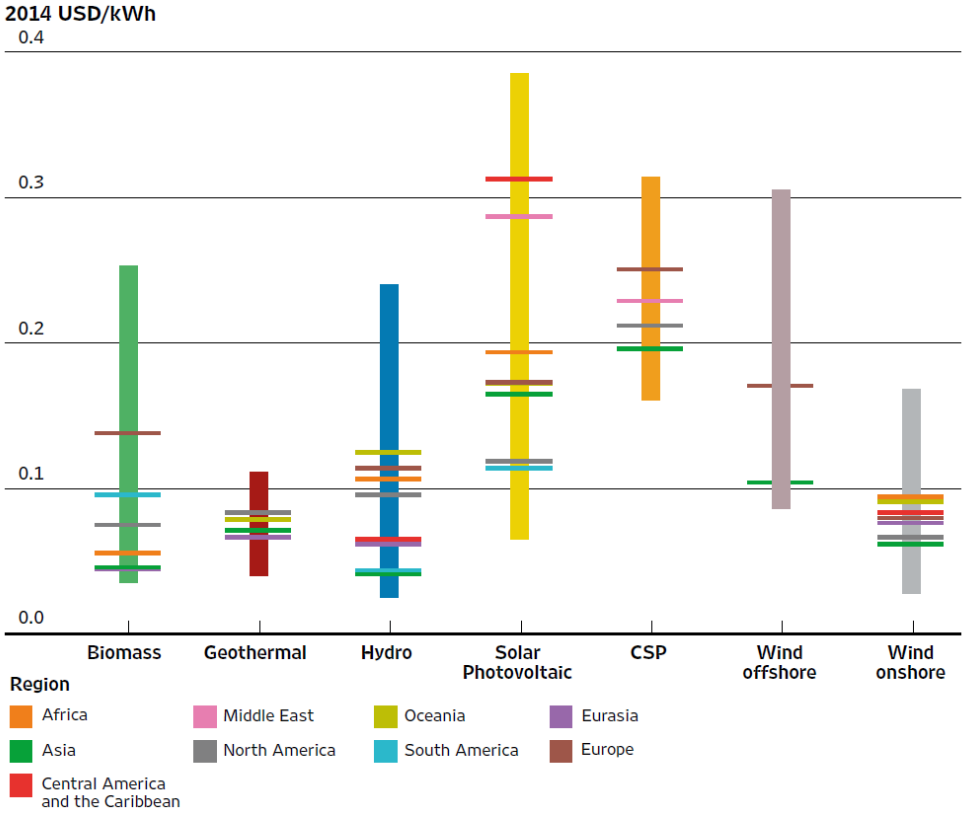


図 7.12-4　協調型自律分散制御の概念図[(2)]

（３）太陽光発電[(3)]

大洋州地域では、主に離島の未電化地域における電化手法として、1990 年代からソーラーホームシステム（SHS）が数多く導入されており、例えばフィジーでは既に 3,000 軒を超えるシステムが導入されている。加えて、図 7.12-5 に示す通り、近年の太陽光発電システム（以下「PV システム」と称す）コストの下落により、発電コスト（系統安定化コストを含めず）が約 10～40 円/kWh 程度まで低下していることから、定期的なメンテナンス費用も含め 70～80 円/kWh 以上とされる離島の DEG 発電コストを下回っており、既に多くの国では所謂「ディーゼル・パリティ」を達成していることがわかる。



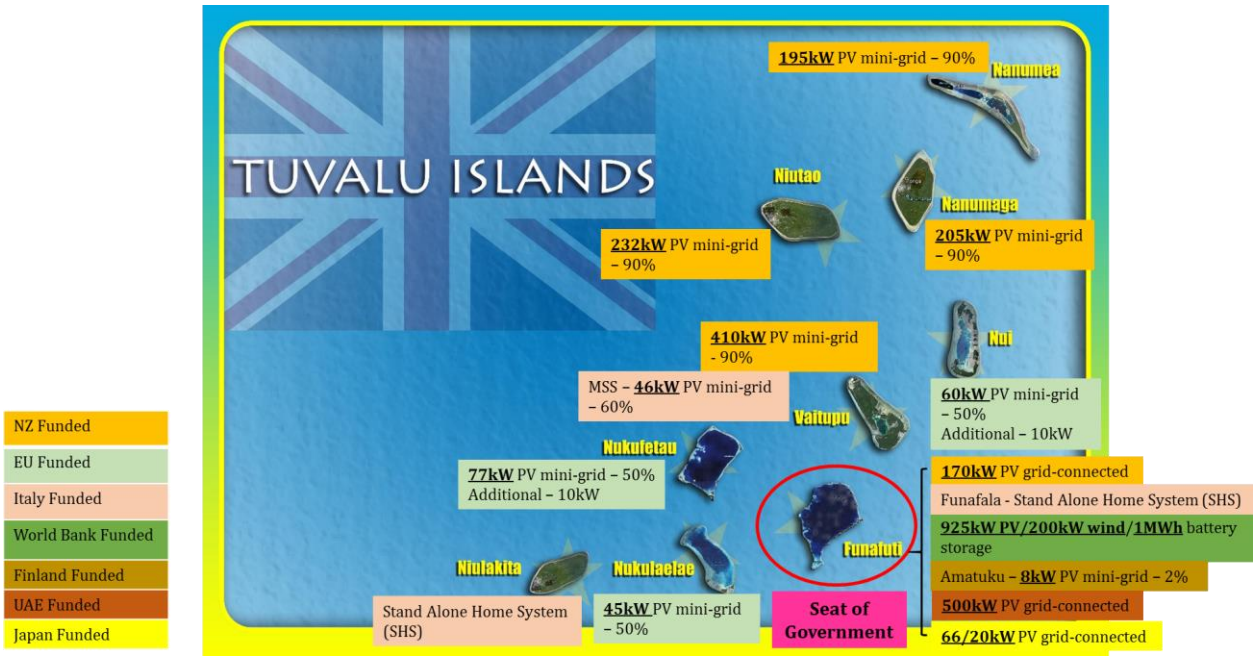
（出所：Renewable Power Generation Costs in 2014（IRENA, 2015））

図 7.12-5　再生可能エネルギーの均等化発電原価＊（LCOE） (3)

＊発電所の設計、建設から運用、廃止までの全てのコスト（支出）を、生涯発電量で割った値

このため、大洋州各国では公共施設屋根や地上設置型の PV システムが急速に導入されているが、小規模な電力系統に過大な容量の PV システムが系統連系され、系統運用に影響を及ぼす事例が発生している。具体的には、PV システムからの急激な出力変動により、系統周波数が規定範囲を超過する「短周期変動（10 分程度以内）」、PV 出力が最大となり、かつ需要が小さくなる週末昼間においても、DEG の最低負荷（定格出力の 40～50%）を維持しながら、余剰電力を抑制するための「長周期変動」を考慮する必要がある。

以下本論では、国の政策として積極的に PV システムの導入が進められているツバルの事例（図 7.12-6，7）を紹介する。ツバルでは、政府の方針として、燃料の輸送コストが相対的に高い離島から優先的に PV システムを導入しており、一部離島（Vaitupu, Niutao, Nanumaga, Nanumea の 4 島）では蓄電池付きの DEG-PV ハイブリッドシステムを大規模に導入、PV システムの供給割合が 90%まで増加し、燃料消費量を約 8 割削減することに成功している。これらシステムは蓄電池の更新コストを含めた総供給費用は高価になるが、離島の料金体系は首都フナフチと同じであり、政府補助により維持管理費用を賄っている状況である。



（出所：ツバル電力公社（TEC））

図 7.12-6　ツバルにおける再生可能エネルギー（PV）の導入状況

フナフチでは、週末の昼間時間帯における電力需要が 500～600kW 程度であるが、系統連系されている PV システムは既に 756kW まで増加していることから、PV システムを出力抑制するための制御装置（Fuel Saver：(独)SMA 社製）が昨年導入された。同システムでは、全体のうち 370kW 相当の PV システムについては出力を監視しながら必要に応じて抑制することが可能であるが、残り 386kW 分については同制御装置に接続されておらず監視することもできない状況である[4]。このため、世銀支援により計画されている PV システム（925kW）並びに蓄電池（1MWh）の導入と併せて、全ての PV システム並びに DEG を統括制御するシステムの導入が検討されている。

[4] DEG については出力監視のみで制御は手動。

UAE 支援により設置された PV システム
（モジュール上に樹木落下物が散乱）

E8[5]により設置された PV モジュール
（周囲樹木等の影響によりホットスポットが発生し、発電可能容量が低下）

図 7.12-7　ツバルにおける PV システムの設置状況

（４）風力発電

大洋州地域では、系統連系型の風力発電はフィジー、バヌアツにて導入されており、更に現在ミクロネシアのヤップにて設置工事が進められているが、太陽光発電に比べ導入実績は限られている。その原因として、風力発電の発電電力量は風速の 3 乗に比例し、設置地点の風況に大きく依存するため、年間を通じた風況調査に時間・コストを要することが挙げられる[6]。また、太陽光発電と比べ日常的なメンテナンス並びにトラブルシューティングに高度な対応を必要とするため、メーカーからの技術的なサポートや迅速な部品供給が可能であるか、運営維持管理を担当する技術者の水準を見極めた上で、慎重に検討する必要がある。

風力発電設備を建設する場合、タワーやナセル、ブレードの取付けのため大型クレーンを必要とするが、大洋州地域では島内に大型クレーンが存在しない場合が一般的であり、建設時や補修時にコストが増大する恐れがある。このため、風力発電設備の規模としては、数 MW 級風車よりも数 100kW 級風車を複数台導入する方が望ましいと考えられ、フィジー、バヌアツ、ヤップの事例でも定格出力 275kW の可倒式風車が導入されている（ヤップについては 2016 年 8 月現在工事中）。可倒式風車は図 7.12-8 のようにタワーを根本から傾倒する機能があり、これにより建設やメンテナンスを地上で行うことができ、またサイクロン襲来時には傾倒し、かつ地面に固定することで機材を保護することができる。タワーはトラス構造となっているため、ブレードを除くと全て 20ft コンテナにて輸送することが可能で、地理的条件が悪い場所でも建設が比較的容易となっている。発電機は誘導発電機であり、ブレード回転数は低速モードと 46min^{-1} の 2 段となっている。

---

[5] 世界の電力会社首脳による有志会議であり、気候変動問題など、電気事業に関するグローバルな課題について協力している。現在は GSEP (Global Sustainable Electricity Partnership)と改名している。

[6] 実際にフィジーでは設置されたものの風況が想定より低く、年間発電電力量が計画時点の半分程度に留まり、民間企業のパートナー（Pacific Hydro 社）が事業撤退する事態となった。

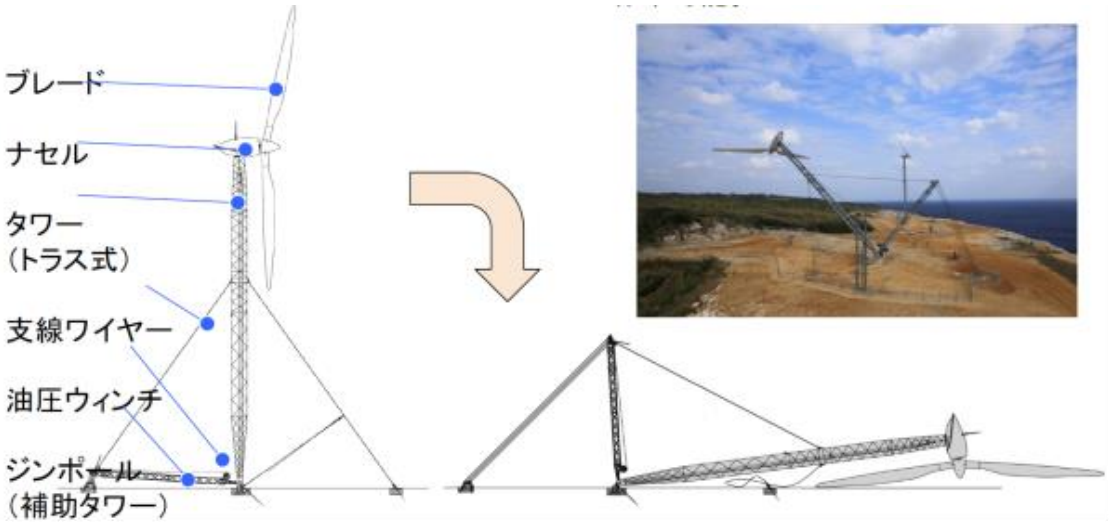
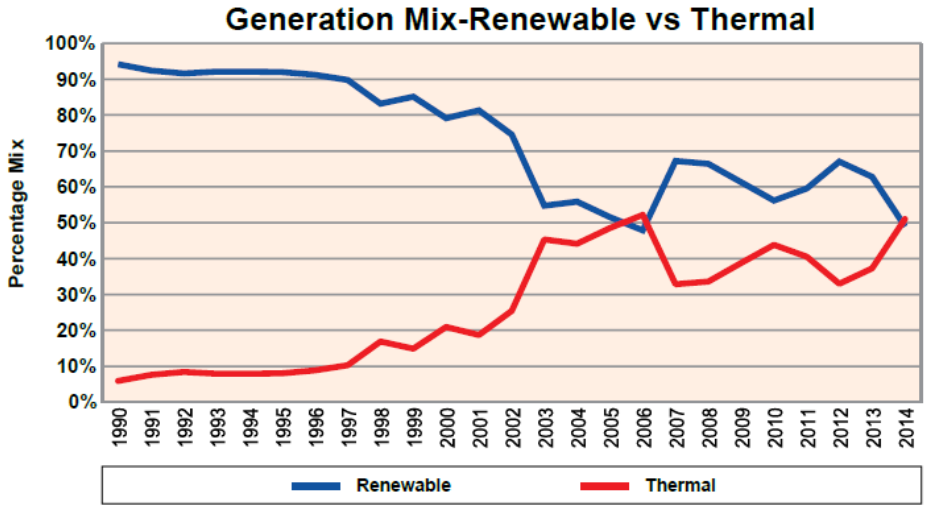


図 7.12-8　可倒式風車

（５）水力発電

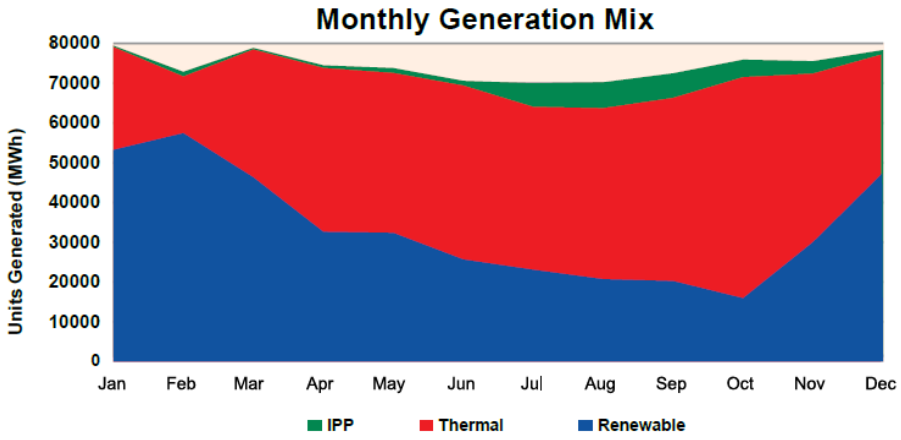
大洋州地域では、PNG、フィジー、バヌアツ、ミクロネシア、サモアに水力発電が導入されている。太陽光発電や風力発電と異なり、水力発電は気象条件による出力変動が少ない安定電源[7]として導入されるが、上記設置事例の多くは流れ込み式であるため、近年は気候変動の影響を受け発電所の安定運用に支障をきたす状況も発生している。例えば、図 7.12-9 に年間発電量の推移を示したフィジーでは図 7.12-10 のように渇水期に発電電力量が大幅に減少し、ディーゼル発電への依存度が上昇、燃料コスト削減が課題となっている。



（出所：フィジー電力公社（FEA）年次報告書 2014）

図 7.12-9　フィジーにおける年間発電電力量実績（再エネの大部分は水力発電）

[7] 発電使用水量を渇水期の河川流量に合わせて設定すれば、安定電源になるが、一般的には渇水期に発電力が落ちるので、ディーゼル等と組み合わせたハイブリッドにする必要がある。



（出所：フィジー電力公社（FEA）年次報告書 2014）

図 7.12-10　フィジーにおける月間発電電力量実績（2014 年）

（６）バイオマス発電[4]

大洋州地域におけるバイオマス利用としては、従来より薪炭をストーブにより燃焼させて調理が行われ、あるいは畜産廃棄物を藁等と混ぜ乾燥させて調理用燃料として活用されてきた。発電分野では、フィジーにおいて①サトウキビの残渣であるバガスのボイラー燃焼、②木質バイオマス（木材残渣）のボイラー燃焼による発電設備（図 7.12-11）が導入されており、その他にもマーシャル及びバヌアツにて過去に③ディーゼル発電設備の燃料にココナッツ油のバイオ燃料混焼が実証事業として実施された経緯がある。近年は原油価格低下により、いずれも積極的に導入が進められている状況ではないが、将来の油価上昇局面においては、DEG より価格競争力の高い電源として開発が促進される可能性がある。特に上記①については、国営フィジー製糖公社（FSC）によりサトウキビ耕地面積の拡大、品種改良など生産性向上に取り組んでおり、近年その成果が現れてきていることから、渇水期に水力発電を補完する電源として開発が計画されている。

バガス燃焼用ボイラ（115t/h、よしみね社製）

タービン発電機（3MW、タービンは新日本造機、発電機は神鋼電機製）

（出所：「フィジー国再生可能エネルギー活用による電力供給プロジェクト」JICA）

図 7.12-11　フィジーにおけるバガス発電プラント

参考文献

7.12 大洋州地域

(1) Pacific Power Association (PPA), Benchmarking Report, 2016
(2) ㈱沖縄エネテック「大洋州地域電力セクターにおけるエネルギーセキュリティ向上支援策にかかる情報収集・確認調査」、JICA、14 頁、2015 年
http://open_jicareport.jica.go.jp/pdf/12246591.pdf
(3) International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable Power Generation Costs in 2014, 2015
http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf
(4) 東電設計㈱「フィジー国再生可能エネルギー活用による電力供給プロジェクト」、JICA、要約 24 頁、2015 年

７．１３　アフリカにおける地熱開発

７．１３．１　地熱開発の状況と課題

アフリカ大地溝帯には表 7.13-1 のとおり 13,000MW と豊富な資源が存在すると言われているが、2012 年の開発状況は 212MW（1.6%）と遅れている。

表 7.13-1　各国・地域の地熱開発の状況（2012 年）

国名	(a)推定資源量 (MW)	(b)既設発電容量 (MW)	(b)/(a)開発状況
アメリカ	30,000	3,129	10.40%
インドネシア	28,000	1,197	4.30%
日本	23,500	540	2.30%
フィリピン	6,000	1,904	31.70%
中南米（除メキシコ）	18,600	580	3.10%
アフリカ	13,000	212	1.60%

（火力原子力発電技術協会　「地熱発電の現状と動向」(2012)等より引用）

地熱開発は資源開発に失敗するリスクを含む上、幅広い分野の専門家（地質、地化学、物理探査、貯留層工学、掘削、プラント、経済分析等）と多額の資金を確保する必要がある。これはアフリカを含む途上国にとって困難であり、結果、多くの途上国が地表調査段階から民間に開発を委ねているが、カントリーリスクを考慮せざるを得ない途上国で、地下のリスクを負おうとする企業は少ない。事実、表 7.13-2 のとおり、開発の進む国では、政府が開発の全部あるいは一部を実施している、あるいは過去に実施していた。

表 7.13-2　地熱先進国の開発実施体制

	既設容量（MW）/推定ポテインシャル（MW）	政策支援
エルサルバドル	204/500 （40.8%）	➢ 1996年まで国（La Geo）が開発 ➢ 2015年から国（La Geo）による開発再開
フィリピン	1,904/6,000 （31.7%）	➢ 2000年まで国（EDC）が開発 ➢ 2003年にEDCが民営化してから開発が停滞
イタリア	842/3,270 （25.8%）	➢ 2008年まで国（Enell）が開発
コスタリカ	201/865 （23.2%）	➢ 国（ICE）が開発
ニュージーランド	762/3,650 （20.9%）	➢ 1970～80年代に国が地表調査・試掘を実施 ➢ 火力発電の新設禁止
メキシコ	958/6,000 （16.0%）	➢ 国（CEF）が開発
アイスランド	675/5,800 （11.6%）	➢ 国や市が開発
米国	3,129/30,000 （10.4%）	➢ 優遇税制（Production Tax Credit） ➢ RPS（電力事業者に一定割合を再エネで供給義務付け）
日本	540/23,500 （2.3%）	➢ 2010年まで国（NEDO）が地表調査・試掘を実施 ➢ 民間による開発を国（JOGMEC）が助成。

このような中、近年、ケニア、エチオピア、ジブチ、タンザニアのように、政府が地熱開発の一部を担い、リスクを軽減した上で、その後の開発を民間に任せる国が増えつつある。地熱開発における政府の関与について、各国の基本方針を表 7.13-3 に整理した（同表はあくまで基本方針であり、同じ国の中でも鉱区によっては関与の状況は異なる場合がある）。政府の関与が大きくなる程、国が人材と資金を確保する必要が生じ、まさにアフリカはこの課題に直面している。

表 7.13-3　各国の地熱開発における政府の関与

	地表調査	資源確認	資源開発	プラント建設・O&M
①多くの途上国	民間	民間	民間	民間
②インドネシア、トルコ	政府	民間	民間	民間
③エチオピア、ジブチ	政府	政府	民間	民間
④ケニア、タンザニア	政府	政府	政府	民間
⑤ケニア、エルサルバドル、コスタリカ	政府	政府	政府	政府

なお、JICA が分析した結果、途上国で最も開発実績の多いモデルは⑤の一貫政府開発によるもの。①から③のモデルの開発実績は途上国ではほぼなく、④のモデルはケニアとタンザニアで試行的に行われているが、未だ開発に至っていない。

以下にケニア、エチオピア、ジブチにおける地熱開発の現状を紹介する。ついては、これら 3 か国の基礎データを表 7.13-4 に、以下の記述に出てくる近隣諸国を含めた位置関係を図 7.13-1 に示しておく。

表 7.13-4　ケニア、エチオピア、ジブチの基礎データ
出典：外務省のＨＰから抜粋し、一部数値を四捨五入で有効数字 2 ケタ程度に変換

	ケニア	エチオピア	ジブチ
面積（万 km²）	58.3	109.7	2.3
人口（万人）	4,725	9,696	88
首都	ナイロビ	アディスアベバ	ジブチ
一人当たりの GNI（米ドル）	1,290	550	1,030
GDP 等（億米ドル）	600	536 *	15.9
輸出（億米ドル）	58	65	1.40
輸入（億米ドル）	164	162	10.3

*：GNI（国民総所得）

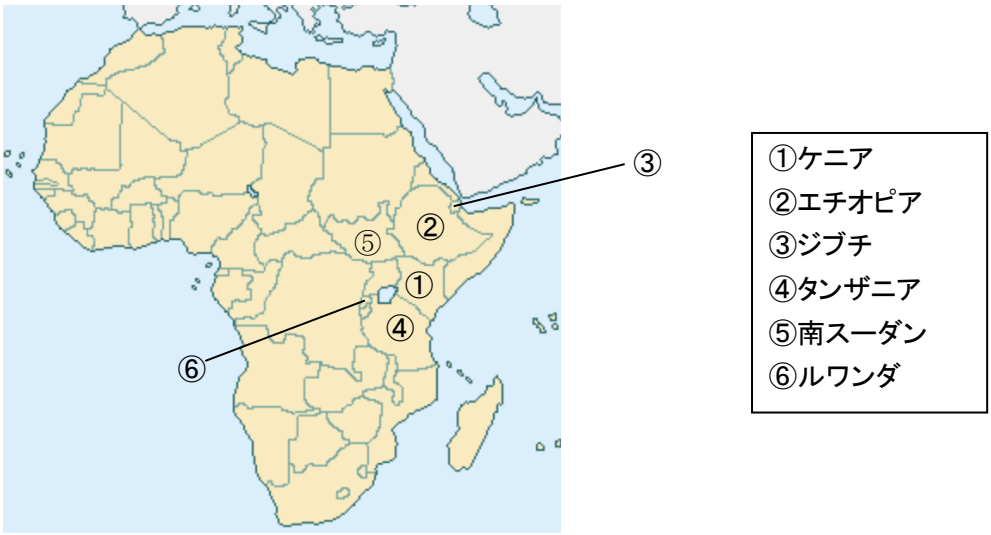


図 7.13-1　アフリカの地熱地帯に位置する国々とその近隣諸国
出典：外務省ＨＰに国名を加筆

７．１３．２　ケニアにおける地熱開発

（１）　エネルギー政策と地熱開発の状況

ケニアの 2013/14 年度のピーク電力需要は 1,512MW、発電設備容量は 2015 年で約 2,200MW である。この内、37%（821MW）は水力発電が占めており、その他では火力 33%（729MW）、地熱 27%（598MW）、その他約 3%（3MW）となっているが、主力の水力は干ばつなどの天候の影響を受けやすい不安定な状況にある。このような状況下、ケニア政府はポテンシャル 7,000MW と言われる豊富な地熱資源に着目し、国家開発計画（Vision2030）の中で、地熱エネルギーの発電量を 2030 年までに 5,530MW まで引き上げる計画を進めている。

（２）地熱開発に係る実施体制・能力

かつて、ケニア電力公社（Kengen）が地表調査からプラント建設まで実施してきたが、地熱開発を加速させるため、地表調査から生産/還元井掘削・蒸気供給を担う地熱開発公社（GDC）を 2009 年に設置した（オルカリアとエブルは Kengen 管轄のまま）。GDC は地質、地化学、物理探査、貯留層工学、プラント、経済分析等に係るエンジニアに加え、7 基の掘削リグと掘削クルーを有し、世界でも類を見ない規模の開発を行っている。資金面では、例えばメネンガイの開発だけでも、世銀やアフリカ開発銀行、フランス援助庁が 400 億円以上を融資している。他方、技術面では、2000m 級の掘削に半年程度かかる等、実施能力に課題が多く、人材育成が大きな課題になっている。

（３）我が国の協力

１）「地熱開発のための能力向上プロジェクト」（2013-2017）

専門家派遣（図 7.13-2）や本邦研修を通じ、GDC の地熱資源開発各段階（地表調査、試掘、資源量評価、IPP 契約等）に関わる人材を育成し、地熱開発の成功率向上、開発の加速化を目指している。

図 7.13-2　専門家による指導風景

２）「GDC の地熱開発戦略更新支援プロジェクト」（2014-2017）

8 地点で地熱ポテンシャルを再評価し、ＧＤＣの地熱開発マスタープランの更新を支援している。

３）「オルカリア地熱発電事業」

円借款により支援したオルカリアⅠ4・5 号機（140MW）が 2015 年 2 月に運転を開始した。また、2016 年 3 月に、オルカリアⅤ地熱発電所建設（140MW）のための円借款契約の調印が行われた。この他、オルカリアⅠ6 号機（70MW）建設に向けた準備も進められている。

７．１３．３　エチオピアにおける地熱開発

（１）　エネルギー政策と地熱開発の状況

2015 年の電力需要は 2,641MW で、設備容量が約 4000MW。水力ポテンシャルが 45,000MW、地熱ポテンシャルが 5,000MW と言われ、再生可能エネルギー源に恵まれている。エチオピア政府は、2030 年までに水力を現状の 2,200MW から 22,000MW に、地熱を 7MW から 2,500MW に増やす計画であり、東アフリカパワープール構想の電源として、ジブチ、南スーダン、ケニア、タンザニア、ルワンダへの電力供給（売電）を国家の重要課題としている。他方、地熱ポテンシャルに対する開発の割合は 1%未満と停滞している。

（２）　地熱開発に係る実施体制・能力

エチオピアは国による自主開発を基本としており、鉱山省傘下のエチオピア地質研究所（GSE）が地表調査と試掘・資源量評価、水・エネルギー省傘下のエチオピア電力公社（EEP）が生産/還元井掘削とプラント建設・運用を実施している。他方、一部にはコルベッティ（1,000MW）のように、民間が開発を進めている地点もある。

GSE の中では地熱資源探査・評価部が地熱探査を所掌しており、27 名のエンジニアが在籍している。この内、地質、地化学、物理探査はほぼ独力で調査を遂行できるレベルにあるが、貯留層分析・予測の実践経験がなく、掘削ターゲットを適切に設定する能力は低い。また、自前の掘削クルー（上記 27 名とは別枠）を抱えているが、浅井戸の経験のみ。EEP の職員は約 1100 名いるが、地熱関係は 1 名程度と少ない。JICA や世銀からの提言も踏まえ、地熱開発のための新機関の設置が検討されている。

（３）我が国の協力

１）「全国地熱発電開発マスタープラン策定プロジェクト」（2013-2015）

「地熱開発のための情報収集・確認調査」（2015-2016）

15 地点で地質、地化学調査による地熱ポテンシャル評価を行い、地熱開発マスタープランを作成の上、有望２地点（テンダホ 2 及びボセッティ）で物理探査を実施し、試掘のためのターゲット選定を行っている。試掘支援やプラント F/S、円借款によるプラント建設を検討する。

２）「アルトランガノ地熱発電事業」

アルトランガノでは無償資金協力により 2 本の生産井掘削に成功した。現在、この生産井を活用する坑口地熱発電設備設置のための準備調査を進めている。また、35MW 程度のプラント建設に向けた準備調査も同時並行で進めている。

７．１３．４　ジブチにおける地熱開発

（１） エネルギー政策と地熱開発の状況

2014 年の電力需要は 94MW、2020 年には 150MW に増加すると想定されている。ジブチ政府は当面、エチオピアからの安価な電力（6～7 円/kWh）を輸入することで、需要量の 75%を確保しつつ（2012 年の実績では約 90%の依存）、国家のエネルギー安全保障の観点から、地熱や風力等の国産の再生可能エネルギーの開発を国家の主要課題として取り組んでいる。なお、現在の国産エネルギーはディーゼル発電のみであり、電気料金は 0.28～0.42 ドル/kWh とエチオピアに比べ高い。

地熱ポテンシャルは 200～800MW と言われており、1970 年代から地熱資源調査が進められているが、塩分濃度が極めて高いという地熱性状も影響して未だに開発に成功していない。

（２）地熱開発に係る実施体制・能力

2014 年にジブチ地熱開発公社（ODDEG）が設置され、同公社が地表調査から試掘・資源量評価、民間が生産井掘削とプラント建設・運営を行うことを基本としている。ODDEG のスタッフ数は 11 名と黎明段階にあり、将来 80 名まで増員する計画である。地質、地化学は一定のレベルにあるが、物理探査の能力は低く、貯留層分析・予測と掘削に至っては実践経験がない。

（３）我が国の協力

１）「地熱開発にかかる情報収集・確認調査」（2014-2016）

9 地点で地質・地化学調査により地熱ポテンシャルを評価し、塩分濃度が低い可能性のある地点（ハンレ）を発見した。これから同地点で物理探査を実施し、掘削ターゲット選定を行う予定であり、資金が確保できれば試掘とプラント F/S への支援を検討する。なお、ジブチでは円借款の可能性は低く、生産/還元井の掘削以降は民間投資の呼び込みが不可欠である。今後、投資環境整備を支援している米国と連携しつつ、開発に結実させる。

以上、アフリカにおける地熱開発の現状を概説したが、2010 年にまとめられた詳細な調査報告書を参考文献(2)として、また、アフリカにおける電力インフラについて解説した記事を参考文献(3)として挙げておく。

参考文献

7.13 アフリカにおける地熱開発

(1) 火力原子力発電技術協会 「地熱発電の現状と動向」(2012)
(2) JICA、西日本技術開発(株)；アフリカ地熱開発に係る現状確認調査報告書、2010 年 10 月
http://open_jicareport.jica.go.jp/pdf/12034617_01.pdf
(3) 国際協力銀行；アフリカの成長と電力インフラ、広報誌 JBIC Today、may 2016
https://www.jbic.go.jp/wp-content/uploads/today_ja/2016/05/48531/jtd_201605.pdf

７．１４　世界銀行などの環境社会配慮政策

７．１４．１　世界銀行のセーフガード政策[1]

世界銀行は持続可能な貧困削減の支援を進めるに当たって、開発の過程における人々や環境への不当な害を防止・軽減する環境・社会面のセーフガード政策をとっている。この政策は世銀融資が検討されているプロジェクトについて、環境面からの健全性・持続可能性を確保すると共に、より良い意思決定プロセスに結びつけるため、環境アセスメント（EA）の提出を求めている[2]。

EA の手続では、プロジェクトの性質、規模、潜在的な環境影響に応じて分析の範囲・詳細さの程度・種類が決定される。具体的にはスクリーニングによってプロジェクト案を次のような 4 つのカテゴリに分類する。

カテゴリ *A*

環境に対して、重大、複雑、または前例のない負の影響が想定されるプロジェクト。借入人が環境インパクトアセスメント報告書作成の責任を負う。

カテゴリ *B*

人間あるいは環境の観点から重要な区域（湿地、森林、草地、その他の自然生息地など）に対する負の環境影響がカテゴリ *A* より小さいプロジェクト。EA における情報及び検討結果は、プロジェクト文書（プロジェクト審査文書およびプロジェクト情報文書）に記載される。

カテゴリ *C*

環境に与える負の影響が最小限であるか、存在しないと考えられるプロジェクト。スクリーニング以降、EA 手続の実施は必要ない。

カテゴリ *FI*

環境に対して負の影響を及ぼす可能性のあるサブプロジェクトが含まれ、金融仲介者を通じて世銀融資が行われるプロジェクト。当該サブプロジェクトのスクリーニングを行い、エンドユーザーは適切に EA を実施するよう求められる。サブプロジェクトの承認に先立ち、金融仲介者は、サブプロジェクトがしかるべき国家／地方当局の環境要件を満たしており、世銀環境政策にも合致していることを確認しなければならない。

EA では、プロジェクトの影響範囲における潜在的な環境面のリスクと影響を評価した上で、プロジェクトの代替案を検討すると共に、負の影響の防止、最小化、緩和のための対策実施、もしくは補償ならびに正の影響の強化によってプロジェクトの選択・立地・計画・設計・実施を改善する方法を明示する。また、EA にはプロジェクト実施期間を通じて環境に与える負の影響を緩和・管理するプロセスも含まれている。もちろん、実行可能である限り、緩和策や補償策よりも予防策が望ましいとしている。

EA では、自然環境（大気、水、土地）、人間の健康と安全、社会的側面（非自発的移転、

先住民族、有形文化資源)、国境を越える地球規模の環境問題が検討される。自然生息地、森林、病害虫管理、ダムの安全性、非自発的住民移転、先住民族、有形文化資源については業務マニュアルが運用されており、それらの概略は以下のとおり。

自然生息地

・自然生息地の保全、生態系機能の維持、悪化した自然生息地の回復を支援する。
・重要な自然生息地の著しい転換や劣化を伴うプロジェクトは支援しない。
・世銀融資プロジェクトは可能な限りすでに転換されている土地で行う。
・立地の代替案がない場合はプロジェクトの便益が環境コストを上回らない限り支援しない。
・自然生息地の著しい転換や劣化をもたらす場合は生息地損失の最小化、生態学的に類似した保護区域の構築と維持などの緩和策をとること。
・地元 NGO や地域コミュニティなどのグループの見解、役割、権利を考慮し、そうした人々が当該プロジェクトの計画、設計、実施、モニタリング、評価に関与するようにすること。

森林

・森林を持続可能な経済開発に統合し、これを貧困の削減に活用する。
・生物多様性および生態系機能を維持もしくは強化する森林回復活動を支援する。
・重要な森林区域もしくはそれに関係する重要な自然生息地の重大な転換や劣化を伴うプロジェクトには融資しない。
・植林への融資は樹木で覆われていない用地やすでに転換されている土地を優先する。
・植林によって外来種が持ち込まれたり生物多様性が脅かされたりしないようにする。
・産業規模の商業的収穫プロジェクトが融資を受けるためには森林認証制度の認証を受けなければならない。
・森林認証制度では関連法の準拠、先住民や労働者の権利の尊重、生物多様性の保全、効果的な森林管理計画などがチェックされる。
・森林認証制度の基準の構築には、地元住民、先住民族、消費者・生産者・保護団体などからの有意義な参加がなければならない。

病害虫管理

・農業もしくは公衆衛生に影響する病害虫の管理については、生物学的もしくは環境的な手法による病害虫駆除方法の使用を促進し、合成化学殺虫剤への依存度を下げる戦略を支援する。
・農業病害虫管理では、生物学的駆除による病害虫数の管理、病害虫に対する抵抗力や耐性のある作物品種の開発などを進め、殺虫剤を使用しなければならない場合は有用生物、人体、環境への負の影響が最小化するように殺虫剤を選択する。
・公衆衛生での病害虫管理では、主として環境的方法を通じた病害虫駆除を支援する。

環境的方法のみでは有効でない場合は、病原媒介動物を駆除する殺虫剤の使用に対して融資をすることがある。

・世銀融資プロジェクトにおける殺虫剤の調達は、提案されている用途や対象となる使用者を考慮に入れた関連リスクの性質や程度の評価を条件とする。殺虫剤およびその具体的な配合の分類に関しては世界保健機関の「殺虫剤の有害度による分類案ならびに分類のためのガイドライン」（ジュネーブ：WHO 1994-95）を参照する。

ダムの安全性

・ダムが正常に機能しなかったり機能を果たさなくなった場合には重大な結果をもたらすため、世銀が融資する新規のダムまたは世銀融資プロジェクトが直接的に依存する既存のダム、ならびに集水域、貯水池周辺、下流域の安全性を確保する。

・新規のダム建設では経験ある有能な専門家が設計、施工監理すること。借入人はダムとその関連工事の設計、入札、建設、運転、保守、においてもダムの安全性を確保すること。

・大規模ダムについては、ダムの調査、設計、建設、運用開始について専門家委員会を設けて検討すること、施工監理・品質保証計画、計装計画、維持管理計画、緊急時対応計画を策定すること、調達、入札において入札者の事前資格審査を行うこと、ならびに完成後にダムの定期安全点検を行うこと。

・既存のダムや建設中のダムによって調整される貯水池から取水する発電所、上水道システム、それらのダムの下流に位置して上流のダムの障害によって危険にさらされる、あるいは機能が果たせなくなる取水ダム、水力施設、灌漑プロジェクトなどについては、ダム専門家に安全面と維持管理手順の評価、ならびに安全対策の提言を求める。

非自発的住民移転

・世銀の経験によれば、開発プロジェクトに伴う非自発的住民移転で緩和策が講じられなかった場合、重大な経済的、社会的、環境的リスクをもたらすケースが多くなっている。たとえば、生産システムが解体される、生産資源や収入源が失われる、資源を巡る競争が厳しくなる、コミュニティの制度や相互扶助のネットワークが脆弱化するなど。本政策は、こうした貧困化のリスクを緩和し、あるいは予防する。

・非自発的住民移転は、可能な限り回避し、さもなければ実行可能なあらゆる代替的なプロジェクト設計を検討することにより最小化する。

・移転の回避が不可能である場合、移転活動を持続可能な開発プログラムとして考え、実行し、移転住民がプロジェクトによる恩恵を享受できるように十分な投資資源を充てる。移転住民との有意義な協議を行い、移転住民が移転プログラムの立案や実施に参加できる機会を提供する。

・移転住民は、生計および生活水準を改善、あるいは少なくとも移転前の水準もしくはプロジェクト開始前の水準のうちいずれか高い方の水準まで実質的に回復させるための取り組みに対し支援を受けるべきである。
・この政策の対象は家屋の移転や損失、資産の喪失や資産へのアクセスの喪失、収入源や生計手段の喪失によって住民が止むを得ず別の土地を取得する場合と、指定公園や保護区域への強制的な立ち入り制限によって住民の生計に負の影響がある場合である。
・住民への影響に対処するため、移転に関する自己選択肢と権利についての情報提供、移転代替案についての協議、資産損失に対する補償、移動手段等の提供、農地の提供、余裕のある移行期間、開発援助の提供、整地・信用供与・訓練・雇用機会などを含む移転計画を策定すること。
・指定公園や保護区域への非自発的な立ち入り制限を伴う場合は、影響緩和策の検討への住民参加、補償受給資格要件の決定、移転住民の生計改善・回復支援、潜在的な紛争の解決をはかること。
・この政策の運用にあたっては、社会的弱者、先住民族、少数民族、特に伝統的な生産方式を持つ先住民族に注意を払い、苦情処理メカニズムを構築しなければならない。

先住民族

・世銀は開発プロセスが先住民族の尊厳、人権、経済、文化を十分に尊重することで、貧困削減と持続可能な開発に寄与する。
・先住民族は彼らが住む土地や天然資源と密接に結び付いた独特のアイデンティティと文化を持っているために、開発プロジェクトによって他とは異なる種類のリスクや異なる水準の影響にさらされる。また、自分たちの権益や権利を守る力が弱く、開発プロジェクトの恩恵を受ける可能性も限られている。
・プロジェクトの準備段階から先住民族コミュニティに十分な情報を提供し、自由な協議によって彼らの見解を十分に把握する。
・プロジェクト形成の早い段階で社会学者によるスクリーニングと社会アセスメントを実施し、先住民族に対するプロジェクトの潜在的な負の影響が重大な場合はプロジェクトの代替案を検討する。
・先住民族コミュニティの中でも女性、若者、子供の関心事ならびに開発機会や便益の享受に注意を払う。
・先住民族が文化的に適切な社会的・経済的便益を享受し、プロジェクトの負の影響を回避・最小化・緩和・代償される先住民族計画を策定し、適切な形式、方法、言語で公開する。
・先住民族と密接に結びついている土地、天然資源、文化資源、彼らの薬理学的知識や芸術的知識などの商業的開発を伴うプロジェクトでは、先住民族に対して利益

が公正に分配されるようにする。

・加盟国から要請があった場合は、先住民族の慣習的土地保有の法的認定、貧困削減戦略の設計、ジェンダーや世代間の問題の解決、社会的組織・制度・宗教的信仰などの明文化、知的財産権の強化などを支援する。

有形文化資源

・考古学的、古生物学的、歴史的、建築学的、宗教的、審美的、その他の文化的に重要な物、用地、建造物、建造物群、ならびに自然の造作および景観など有形文化資源は、貴重な科学的・歴史的情報の提供源として、経済・社会開発のための資産として、また人々の文化的アイデンティティや文化的慣習のよりどころとして開発プロジェクトによる負の影響を回避もしくは緩和する。

・プロジェクトによる有形文化資源への影響は、EA プロセスのスクリーニング、実施要領の作成、基礎データの収集、影響評価、緩和策と管理計画の策定という手順で取り組む。

・実施要領の作成では、関連専門家、ならびに当該有形文化資源の関係者・グループと協議する。

・管理計画には予期せぬ発見の場合の対応も規定する。

・有形文化資源の調査結果は EA 報告書として公開するが、盗掘等の危険がある場合は一部非公開とすることも検討する。

・緊急プロジェクトの場合、正当な根拠があれば EA の適用除外とすることがある。

なお、国際環境条約・協定のうち借入国のプロジェクト実施に適用される義務も検討対象となり、こうした義務に反する事項が EA で明確になった場合、当該プロジェクトに対する融資は行われない。

このセーフガード政策は下記のような方針で改訂に向けた見直し作業[(3)]が進められており、2015 年 8 月から 2016 年前半にかけてドラフト第 2 版に対する第 3 次パブリックコンサルテーションが行われた。これを受けてドラフト第 3 版を作成し、最終承認へ進むことになっている。

・現行のセーフガード政策の基本原則を踏まえ、環境・社会リスクの対象範囲を拡大
・新たな開発需要や課題に対処し、借入国の様々なニーズに対応
・モニタリングおよび実施面での支援と借入国の責任とのバランス
・世銀プロジェクトにおける持続可能な環境・社会面の成果を強化

７．１４．２　アジア開発銀行のセーフガード政策[(4)]

アジア開発銀行（ADB）は 2010 年 1 月 20 日に新たなセーフガード政策を開始した。これは、ADB の業務が環境および現地住民に与える悪影響を回避、最小化、軽減または補償するための保護要件を借入国またはクライアントに確実に遵守してもらうという ADB の取

り組みを再確認し、強化したものである。この新政策に基づき、ADB は各国のセーフガード制度を審査し、借入国またはクライアントによる環境・社会リスク管理のアプローチや国レベルの能力を強化し、実施中の監督業務を拡充している。ADB では既に、環境、先住民族および非自発的移転に関する政策を開発途上加盟国（DMCs）で実施される ADB 支援の全プロジェクトに適用している。 新政策は、環境にやさしく総ての人々に恩恵が行き渡る持続的成長を促進するという ADB の使命において中核をなすものであり、既存の政策を統合・拡充している。新政策は、ADB のセーフガードを他の国際開発金融機関のセーフガードと調和させ、開発途上加盟国や民間セクター・クライアントのニーズの変化に適確に応えられるようにしている。新政策には、生物多様性の保全、地域社会の衛生と安全性、および文化的資源に関する規定が新たに設けられた。借入国側の能力開発と、政策の実施・監督面を重視している点も主な特徴となっている。下記に詳細が説明されている。
https://www.adb.org/site/safeguards/main

７．１４．３　国際協力機構（JICA）の環境社会配慮ガイドライン(5)

我が国の ODA の実施機関として技術協力、有償資金協力、無償資金協力を一元的に担う JICA は、各援助手法の特性を踏まえた環境社会配慮ガイドラインを 2010 年 4 月に発表した。その基本方針は以下のとおり。

・幅広い影響を配慮の対象とする
・早期段階からモニタリング段階まで、環境社会配慮を実施する
・協力事業の実施において説明責任を果たす
・ステークホルダーの参加を求める
・情報公開を行う
・JICA の実施体制を強化する
・迅速性に配慮する

また、緊急時の措置として、自然災害の復旧や紛争後の復旧支援などで、緊急性が高くガイドラインに従った環境社会配慮の手続きを実施する時間がないことが明らかな場合の対応も定めている。

環境社会配慮には以下の項目が含まれ、個別プロジェクトの検討においてはスコーピングにより必要なものに絞り込む。

・大気、水、土壌、廃棄物、事故、水利用、気候変動、生態系及び生物相等を通じた、人間の健康と安全及び自然環境（越境または地球規模の環境影響を含む）
・非自発的住民移転等人口移動、雇用や生計手段等の地域経済、土地利用や地域資源利用、社会関係資本や地域の意思決定機関等社会組織、既存の社会インフラや社会サービス、貧困層や先住民族など社会的に脆弱なグループ、被害と便益の分配や開発プロセスにおける公平性、ジェンダー、子どもの権利、文化遺産、地域における利害の対立、 HIV/AIDS 等の感染症、労働環境(労働安全を含む)

2015 年 4 月には、このガイドラインの運用実態を確認し、関係者の意見を聞き、運用面で実際に生じている不都合を解消するためガイドライン運用面を見直した結果を公表している[6]。

７．１４．４　アジア・インフラ投資銀行（AIIB）の環境社会フレームワーク[7]

2015 年 12 月に発足した AIIB は 2016 年 2 月、環境社会フレームワークを発表した。それは環境社会フレームワーク全体を説明した環境社会ポリシー(ESP)、その中で特に詳細な説明を加えた環境社会スタンダード(ESS)、ならびに融資を行わない対象を明らかにした環境社会除外リストで構成されている。ESP ではスクリーニングとカテゴリー判定、環境社会アセスメント、環境社会マネジメント、情報公開、モニタリング、異議申し立てなど基本的な事項について定めている。ESS では環境社会アセスメントとマネジメント、非自発的移住、ならびに先住民についての詳細が説明されている。

環境社会除外リストでは以下のものが挙げられている。

(i) 強制労働や児童労働に係るもの

(ii) 以下ものの生産や取引

- ＰＣＢ類
- ロッテルダム条約、ストックホルム条約で指定された有害物質
- モントリオール議定書で指定されたオゾン層を破壊する物質

(iii) ワシントン条約で指定された絶滅のおそれのある野生動植物の取引等

(iv) バーゼル条約で指定された廃棄物の越境移動

(v) 兵器、武器・弾薬の生産や取引

(vi) アルコール類（ビールとワインを除く）の生産や取引

(vii) タバコの生産や取引

(viii) ギャンブル、カジノ等

(ix) アスベストの生産、取引、使用

(x) 国内法、ならびにボン条約、ラムサール条約、世界遺産条約、生物多様性条約などで禁止されている活動

(xi) 熱帯雨林や原始林における商業目的の伐採や伐採機材の買取

(xii) 持続可能な管理がされている森林以外での木材の生産や取引

(xiii) 大規模な遠洋のトロール漁など多くの希少種や海の生物多様性を損なう漁業

(xiv)　IMO 要件を守らないタンカーで石油や危険物質を輸送すること

ただし、ESP と ESS を実現するために必要となる手続きの詳細、ならびに環境社会フレームワークのガイダンスツールと情報ツールは開発中となっている。また、ADB 総裁のインタビュー記事[8]によれば、「アジアのインフラ需要は年 8 千億ドル（約 84 兆円）と言われるほど大きい。多くの国が、途上国支援の世界に新たな機関(AIIB)が加わることを賛成したのです。」、「ADB と AIIB が協力することで、プロジェクトの発掘から進め方、特に環境社

会配慮などを含めて、適切なファイナンスがアジアの中で行われることを確保できます。」、パキスタンの高速道路への協調融資が行われたことについては「ADB は 3,000 人を超える職員がいて、28 の国に現地事務所がある。一方、AIIB は職員 70 人ほど、各国に事務所がなく、本部には各国の常駐理事もいません。今回の協調融資は ADB が主導し、コストをかけたので、AIIB からは手数料をもらいました。」とのことで、環境社会フレームワークの実施体制整備はこれからというところである。

参考文献　7.14 世界銀行などの環境社会配慮政策

(1) 世界銀行東京事務所ＨＰ：セーフガード政策、2012 年 2 月 9 日
http://www.worldbank.org/ja/country/japan/brief/safeguard

(2) 世界銀行東京事務所ＨＰ：世界銀行業務マニュアル（仮訳）OP4.01：環境アセスメント,1999 年 1 月
http://siteresources.worldbank.org/JAPANINJAPANESEEXT/Resources/515497-1173431677052/OP_4_01_J.pdf

(3) 世界銀行東京事務所ＨＰ；持続可能な開発の基準策定；世界銀行のセーフガード政策の見直しと改訂、2016 年 2 月 2 日
http://pubdocs.worldbank.org/en/438681454372048822/020216-3rd-public-consultation-material.pdf

(4) アジア開発銀行・駐日代表事務所：投資家プレゼンテーション、2016 年 8 月
https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/191226/investor-presentation-ja.pdf

(5) JICA、国際協力機構環境社会配慮ガイドライン、2010 年 4 月
http://www.jica.go.jp/environment/guideline/pdf/guideline01.pdf

(6) JICA；国際協力機構環境社会配慮ガイドライン運用面の見直し結果報告、2015 年 4 月
http://www.jica.go.jp/environment/guideline/ku57pq00001njiqp-att/review_result_all.pdf

(7) AIIB、Environmental and Social Framework、2016 年 2 月
http://www.aiib.org/uploadfile/2016/0226/20160226043633542.pdf

(8) ADB 中尾武彦総裁のインタビュー記事、朝日新聞、2016 年 11 月 1 日朝刊

第８章　再生可能エネルギーの普及に向けた提言

気候変動問題への対応は人類の危機を回避するために最も重要な課題であり、すべての国が協力して温室効果ガスの削減に取り組まなければならない。我が国はエネルギーミックスと整合的な目標として 2030 年度に 2013 年度比 26%の削減を COP21 において世界に約束した。これによって、2030 年度の一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合を 13～14%とした長期エネルギー需給見通しは、達成に向けて努力しなければならない目標となった。そのためには、現在の発電設備容量を 2030 年には

地熱発電　約 52 万 kW　→　140～155 万 kW

水力発電　4,650 万 kW　→　4,847～4,931 万 kW

バイオマス発電　252 万 kW　→　602～728 万 kW

風力発電　270 万 kW　→　1,000 万 kW

太陽光発電　2,100 万 kW　→　6,400 万 kW

というように再生可能エネルギーを大幅に拡大しなければならない。(1)

そこで、土木技術者がインハウスエンジニアとして長年培ってきた技術力を再生可能エネルギーの普及に活かすよう、以下のとおり提言する。

（１）再生可能エネルギー開発を国土強靭化基本計画等に組み込んで計画的に推進する

我が国の喫緊かつ最大の課題は国土強靭化である。兵庫県南部地震、東日本大震災、熊本地震などを経験し、南海トラフ巨大地震、首都直下地震等の発生が想定されるなかで、国土強靭化、すなわち、人命の保護、国家・社会の重要な機能の維持、被害の最小化、迅速な復興を目標とした防災基本計画と国土形成計画の連携、いわゆるアンブレラ計画の推進が急務となっている。太陽光発電だけでも 6,400 万 kW となれば敷地面積約 10 万 ha（1,042 例に基づく相関式(2)から推定）というような再生可能エネルギーの大幅な拡大は、FIT 等で支援しつつ、国土強靭化基本計画、国土強靭化地域計画に組み込んで計画的に進めるべきと考える。それによって、再生可能エネルギーで発電した電気を受け入れる送配電系統を計画的に整備することができる。

例えば、国土強靭化基本計画で挙げられている施策分野ごとの推進方針(3)に対して以下のように再生可能エネルギーの開発を組み込むことが考えられる。

住宅・学校等の耐震化　←　屋根・屋上に太陽光発電を導入する

エネルギー供給設備の災害対応力、地域間の相互融通力の強化
←　再生可能エネルギーで電源の多様化をはかる・系統連系を強化する

情報通信システムの長期電力供給停止等に対する対策
←　自律分散型電源によるバックアップ体制を構築する

農林水産業に係る生産基盤等のハード対策
←　バイオマスエネルギー、地熱、海洋エネルギーを活用する

防災施設の整備等のハード対策　←　防災拠点へ再生可能エネルギーを導入する

などなど

（2）土木技術者の総合工学的なスキルを活かす

そもそも、エネルギー土木とはエネルギー関連施設を設計・施工する技術は勿論、施設を立地するための土木計画学、地質、水文、気象、海象に関する知識、さらに環境調査・アセスメントや環境保全技術などを集積したボーダレスな総合工学である。エネルギー土木技術者には、土木工学に関する知識は元より、設備形成にあたりコスト、品質、工期、地域共生、環境、安全等を総合的にバランスさせるエンジニアリング力、技術以外の業務課題に対応するプロジェクト遂行力が求められており、より複雑化、高度化、専門化した要素技術を効率的に取り込み、最適に統合、実践する技術が熟成されてきた。

このようなエネルギー土木で培われたノウハウは再生可能エネルギーの設備形成にも十分に適用可能である。再生可能エネルギー関連設備には、従来の設備と比較して土木工学的な要素が占める割合が小さいものもある。しかし、エネルギー土木技術者自身が自ら、従来のボーダーを越え、上述のようなプロジェクト遂行力に加えて機械や電気の領域の専門的な知識を取り込んで、再生可能エネルギー関連設備形成のイニシアティブを執って総合的な管理を行えば、再生可能エネルギーの普及に大きく貢献しうるものと考える。

（3）自然を相手にしてきた土木工学を活かして
新たな再生可能エネルギーの実用化に向けた技術開発を推進する

第6章で述べたように、風車基礎など土木設備の設計に当たっては、我国特有の風況や地質等の地点特殊性を適切に考慮するとともに、過去の台風等による被災事例を十分踏まえ、適度な安全裕度をもつ設備とするための技術が開発された。
また、今後開発が期待される洋上風力は、遠浅海岸が少ない我国沿岸への適用上の困難もあり、従来の港湾・海洋土木技術を基礎とした土木分野における設計・建設技術の高度化が大いに期待されるところである。

現在、こうした問題に対処するため、土木技術者が機器メーカーと共同で研究開発を実施するなど、建設会社を含む多くの企業・研究機関において関連技術の研究開発が進められ、このなかから技術的なブレークスルーが期待されている。

第2章において紹介したとおり、研究開発の途上にある波力、海洋温度差、高温岩体等の再生可能エネルギーについても、上記のような取り組みに倣って、自然を相手にしてきたエネルギー土木技術者が技術開発をリードし、我国に適した再生可能エネルギー利用技術の実用化を目指す必要がある。

（4）JCMを活用して海外展開をはかる・日本の経験を人材育成に活かす

エネルギー土木技術者は、海外技術協力・投資等で海外におけるエネルギー関連プロジェクトの発掘から、調査・計画、設計・施工、運転・管理とプロジェクト全体に携わり、技術力とノウハウを蓄積してきた。この技術力・ノウハウを最大限に活用して、JCMプロジェクトを通じて、海外において再生可能エネルギーの普及を図り、温室効果ガス削減に寄与しつつ、途上国の発展に貢献していくことが期待される。

同時に、途上国の若い人材の育成を支援することが期待されている。日本の技術とノウハウは勿論のこと、日本で電化率が数%から90%になるのに20年、そこから高度成長が始まるのに20年かかった成長の歴史、震災、戦災から復興を遂げた歴史を学ぶことで、途上国の発展を担う人材のモチベーションを高めることができる。さらに、公害、災害、事故など日本の経験を共有することでそれらを回避して、いわゆる蛙飛びの成長・発展を支援することができる。

参考文献
第 8 章　再生可能エネルギーの普及に向けた提言

(1) 資源エネルギー庁：長期エネルギー需給見通し関連資料、平成 27 年 7 月
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/pdf/report_02.pdf

(2) 環境省：太陽光発電事業の環境保全対策に関する自治体の取組事例集、平成 28 年 4 月
https://www.env.go.jp/press/files/jp/102583.pdf

(3) 閣議決定：国土強靭化基本計画の概要、平成 26 年 6 月 3 日
http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/kokudo_kyoujinka/pdf/kk-gaiyou-h240603.pdf