

SRRREN

ipcc

気候変動に関する政府間パネル
第3作業部会 - 気候変動の緩和（策）

再生可能エネルギー源と気候変動緩和に関する特別報告書
最終版

水力（仮訳）

水力（仮訳）

統括執筆責任者:

Arun Kumar (India) and Tormod Schei (Norway)

執筆責任者:

Alfred Ahenkorah (Ghana), Rodolfo Caceres Rodriguez (El Salvador), Jean - Michel Devernay (France), Marcos Freitas (Brazil), Douglas Hall (USA), Ånund Killingtveit (Norway), Zhiyu Liu (China)

執筆協力者:

Emmanuel Branche (France), John Burkhardt (USA), Garvin Heath (USA), Karin Seelos (Norway)

査読編集者:

Cristobal Diaz Morejon (Cuba) and Thelma Krug (Brazil)

本章の引用時の表記方法:

Kumar, A., T. Schei, A. Ahenkorah, R. Caceres Rodriguez, J. - M. Devernay, M. Freitas, D. Hall, Å. Killingtveit, Z. Liu, 2011: Hydropower. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs - Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

注意

本報告書は、IPCC「Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation」Final Release を翻訳したものです。この翻訳は、IPCC ホームページに掲載されている報告書

<http://srren.ipcc-wg3.de/>

を元に行っています。また、翻訳は 2011 年 5 月 9 日リリースの初版に基づいて行っており、その後 IPCC によって行われた修正、追加、削除等の変更には対応しておりませんので、ご注意ください。

本報告書「再生可能エネルギー源と気候変動緩和に関する特別報告書」は上記報告書の仮訳であり、IPCC の公式訳ではありません。正本は英文のみで提供されており、本日本語仮訳を引用して問題が生じて責任を負いかねますのでご了承ください。

第5章: 水力

目次

目次	2
要約	4
5.1 はじめに	5
5.1.1 エネルギー源	5
5.1.2 水力開発の歴史	5
5.2 資源ポテンシャル	6
5.2.1 世界の技術的ポテンシャル	7
5.2.2 資源ポテンシャルに対する気候変動の潜在的な影響	9
5.2.2.1 降水量及び流出量の予測される変化	10
5.2.2.2 予測される水力発電に対する影響	11
5.3 技術及び用途	13
5.3.1 落差及び規模による分類	13
5.3.2 施設の種類による分類	14
5.3.2.1 自流式	14
5.3.2.2 貯水池式水力	15
5.3.2.3 揚水式	15
5.3.2.4 既存の施設を用いた流れ利用技術	16
5.3.3 技術開発の現状及び現在の傾向	16
5.3.3.1 効率	16
5.3.3.2 トンネル建設容量	18
5.3.3.3 堆砂管理に関係した技術的課題	19
5.3.4 修繕、現行技術の適用、及び更新	19
5.4 市場、産業の発達の世界的、地域的狀態	20
5.4.1 既存の発電	20
5.4.2 水力発電産業	22
5.4.3 政策の影響	22
5.4.3.1 国際炭素市場	23
5.4.3.2 プロジェクト財政支援	23
5.4.3.3 管理及び許認可過程	23
5.4.3.4 規模による分類	23
5.5 より幅広いエネルギーシステムへの統合	24
5.5.1 電力系統から独立した用途	24
5.5.2 地方の電化	24
5.5.3 水力によって提供される電力系統サービス	25
5.5.4 再生可能エネルギーを含む他の発電方法に対する水力による補助	26
5.5.5 水力の信頼性及び連系の必要性	27
5.6 環境的及び社会的影響	28
5.6.1 典型的な影響及び潜在的な緩和措置	28
5.6.1.1 流況	29
5.6.1.2 貯水池の造成	30
5.6.1.3 水質	30
5.6.1.4 堆砂	31
5.6.1.5 生物多様性	31
5.6.1.6 魚類の回遊及び航行の障害	32
5.6.1.7 意図しない人口移動	33
5.6.1.8 影響を受ける人々と社会的弱者	33
5.6.1.9 公衆衛生	34
5.6.1.10 文化遺産	34
5.6.1.11 開発利益の分配	34
5.6.2 ガイドライン及び規制	35
5.6.3 環境的影響のライフサイクル評価	37
5.6.3.1 現在の温室効果ガス排出量のライフサイクル推定値	37
5.6.3.2 貯水池からの総排出量及び正味排出量の定量化	39
5.7 技術の改善及びイノベーションの展望	41

5.7.1 可変速技術	41
5.7.2 マトリクス技術	42
5.7.3 魚類に配慮した水力タービン	42
5.7.4 流体動力学水力タービン	42
5.7.5 新しい材料	42
5.7.6 トンネル建設技術	43
5.7.7 ダム技術	43
5.7.8 運用の最適化	43
5.8 コストの傾向	43
5.8.1 水力発電プロジェクトの投資コスト及びそれに影響を及ぼす要因	48
5.8.2 水力発電の寿命において発生するその他のコスト	50
5.8.3 水力の均等化原価に影響するパフォーマンスのパラメータ	50
5.8.4 水力発電の過去及び将来のコスト傾向	52
5.8.5 その他の目的へのコストの割り当て	53
5.9 普及のポテンシャル	53
5.9.1 短期的予測	54
5.9.2 二酸化炭素排出抑制からみた長期的展開	54
5.9.3 普及に関する結論	58
5.10 水管理システムへの統合	58
5.10.1 気候に適応した水管理の必要性	58
5.10.2 貯水池及び調整河川の多目的利用	59
5.10.3 地域の協調及び持続可能な流域管理	59
REFERENCES	61

要約

水力は、炭素排出量削減において大きなポテンシャルを持っている。2008 年末までの水力の設備容量は世界の電力供給の 16% を占めており、水力は電力部門における再生可能エネルギーの最大の供給源の地位を維持している。世界的に見て、短中期的には水力の技術的ポテンシャルがさらなる展開を制約するとは言い難い。水力は技術的に成熟しており現在の市場エネルギー価格に対して経済的に競争力を持つ場合が多く、すでに急速に展開が進んでいる。水及びエネルギーという開発に関する 2 つの主要な論点の交錯点において、貯水池は多くの場合、電力供給を超えたサービスを提供することが出来る。過去 10 年間ににおける水力発電容量の大幅な増加は、慎重に管理がなされなかった場合は、持続的な展開において最大の課題になると思われる様々な環境的・社会的懸念があるものの、多くのシナリオにおいて短期的（2020 年）及び中期的（2030）に持続すると予想されている。

水力は、高い方から低い方に流れる水のエネルギーから電力を得る再生可能エネルギー源である。これは実証され、成熟度が高く、予測可能で、一般的に価格競争力が高い技術である。水力は、すべての既知のエネルギー源の中でも最も変換効率が高い部類に入る（約 90% の効率（水から電気））。必要な初期投資は比較的高いが、寿命が長く、運転保守コストが非常に低い。水力発電の均等化発電原価の幅は広いが、条件が良ければ、kWh 当たり 3～5US セント（2005 年）に抑えられる。プロジェクトの種類、システム、落差、または目的によって分類される幅広い水力システムを、特定の需要及びその場所個別の条件に合わせて設計することが出来る。主要な水力発電プロジェクトの種類は、自流式、貯水池式（貯水池）、揚水式、及び流れ利用技術がある。国によって開発政策が様々であるため、プロジェクト規模（設備容量（MW））による分類に関する世界的に共通な見解というものはない。規模による分類は、一般的かつ管理上簡便ではあるが、ある程度恣意的となる。「小型」または「大型水力」といった概念は、影響、経済性、あるいは特性の、技術的ないし科学的に厳密な指標ではない。水力発電プロジェクトは規模においては 1 つの連続体を占めており、究極的には、持続可能性または経済的パフォーマンスに基づいて水力発電プロジェクトを評価し、それによってより現実的な指標を設定するほうが有益である。

世界の水力発電の技術的ポテンシャルは、計 14,576TWh/年（52.47EJ/年）であり、これに対応する設備容量は 3,721GW である。これは、現在の設備容量の約 4 倍である。2009 年における世界の水力発電設備容量は計 926GW で、年間発電量は 3,551 TWh/年（12.8EJ/年）、世界の平均設備利用率は 44% に達している。水力発電の総技術的ポテンシャルの内、未開発の容量はヨーロッパ及び北アメリカにおける約 47% からアフリカの 92% までの幅がある。これは、世界的に水力には継続的な発展の大きな余地があり、アフリカ、アジア、及びラテンアメリカにおける成長ポテンシャルが最も大きいことを示している。加えて、古い発電所の潜在的な改修、現行技術の適用、改良は、新しい発電プラントを建設するよりも低コストであることが多く、環境的及び社会的影響も相対的に小さく、導入に必要な時間も短い。また、新しい水力発電設備の追加による、現在発電装置を備えていない既存のインフラ（既存の用水路、堰、ダム、水路落差工構造物、水供給システムなど）の改修にも大きなポテンシャルがある。既存の 45,000 の大型ダムの内 25% だけしか水力用途に利用されておらず、他の 75% はその他の目的のみに利用されている（灌漑、洪水調整、航行、都市水供給システムなど）。気候変動によって全体的な平均降水量及び流出量が増加すると予想されているが、地域パターンは異なるだろう。その水力発電への影響は世界規模では小さい可能性が高いが、河川の流量や流れの時期の大きな地域的变化によっては、計画上の問題となる可能性もある。

過去、水力はエネルギー及び水管理サービスの両方を供給し、経済的、社会的発展を促進するものとして機能しており、将来的にもそのような働きを果たし続ける可能性を秘めている。貯水能力によって、飲用水の供給、灌漑、洪水調整、及び航行サービスにおける流量不足と干ばつ時の安全保障を実現し、河川水の不足を緩和することが出来る。多目的水力発電は、河川水利用可能性の確保を助ける貯水池のための財政支援手段として、電力部門を超えた促進的役割を果たす可能性がある。世界銀行によれば、大型水力発電は、発電の価値はドル換算で 1 ドルにつき追加的に 0.4～1.0US ドル（2005 年）の間接的便益を創出し、大きな乗数効果を生み出す可能性があるとのことである。水力は大型集中型及び小型単独系統の両方に供給可能であり、小型水力は地方の電化のオプションとなる。

環境的及び社会的問題は、水力展開の機会に影響を与え続けるだろう。その地方の水力発電の社会的及び環境的影響は、プロジェクトの種類、規模、及び地域的条件によって異なり、物議を醸すことが多い。より顕著な影響の一部には、流れ領域及び水質の変化、魚の回遊への障壁、生物多様性の損失、及び人口移動が含まれる。貯蔵された水及び貯水池は最大の懸念の元として目立つが、それによってエネルギー供給の範囲を超えた複数の有益なサービスも供給出来る。ライフサイクル評価では非常に低い炭素排出量を示しているが、貯水池からの土地利用の変化に関連した総排出量の問題に関しては、現在のところ共通の見解はない。継続的に進歩している持続可能性ガイドライン及び基準、ステークホルダーとの協議に基づく革新的な計画、及び科学的ノウハウとともに過去数十年間で得た経験は、将来のプロジェクトにおける持続可能性パフォーマンスの向上を助ける可能性がある。水力発電の管理を含む国境を超えた水管理は、持続可能な経済成長及び水安全保障の促進に寄与し得る国際的協調を育む土壌を確立させる。

イノベーションと材料研究によって、さらに環境パフォーマンスを向上させ、運転コストを削減出来る。水力技術

は成熟しているが、可変速発電技術、効率的なトンネル建設技術、総合的流域管理、流体動力学、土砂摩耗耐性材料、及び環境的問題（魚に影響を与えにくい水力タービンなど）に関する現在進行中の研究によって、将来のプロジェクトの継続的な改善がより確実になる可能性がある。

水力は、電力システムに重要なサービスを提供することが出来る。貯水池式水力発電プラントは、柔軟に運用出来ることが多いため、電力システムにおいては貴重である。具体的には、高速応答負荷追従及び需給バランス能力、ピーク出力、及び電力品質特性によって、水力は電力サービスの信頼性の確保において重要な役割を果たす可能性がある。総合的なシステムにおいて、貯水池式及び揚水式水力は、火力発電プラントの起動及び停止の頻度を下げるために利用出来る。これによって、需要または供給パターンが変化した場合における需要と供給のバランスの維持による火力発電プラントの負荷追従負担の軽減、最大熱効率での熱プラントの運転時間の増加による炭素排出量の削減が可能となる。加えて、貯水池式及び揚水式水力は、風力、太陽光、及び波力などの変動性のある再生可能電源の統合の課題を軽減する可能性がある。

水力は、炭素排出量削減における大きなポテンシャルを持っている。世界の水力の供給のベースラインの予測では、平均的なケースで 2009 年の 12.8EJ から 2020 年に 13EJ、2030 年に 15EJ、そして 2050 年に 18EJ に上昇している。そのため、需要成長はさらに上昇し、世界の電力供給における水力の比率は縮小すると予想されているが、温室効果ガス（GHG）緩和政策が存在しない場合でも水力の供給の安定した成長は発生すると予測されている。証拠は、今後 20 年間に於いて比較的高い水準の展開が可能であり、水力は世界の温室効果ガス緩和シナリオの文脈において魅力的な再生可能エネルギー源であり続けると示唆している。水力がエネルギー及び水管理サービスを提供でき、様々な再生可能エネルギー供給の管理において有用であるという事実は、その継続的な展開をさらに助ける可能性があるが、環境的及び社会的影響は注意深く管理する必要があるだろう。

5.1 はじめに

本章では、水力技術について解説する。初めに、この技術のこれまでの発展についての簡潔な歴史的概説（5.1 節）、資源ポテンシャル及びそれが気候変動にどのように影響されるかについての議論（5.2 節）、技術の解説（5.3 節）、社会的・環境的影響（5.6 節）を取り上げる。また、現在の水力産業の世界的及び地域的狀態の要約（5.4 節）、より幅広いエネルギーシステムにおける水力の役割（5.5 節）、技術の改良の展望の要約（5.7 節）、コスト傾向（5.8 節）、短期的視点（2020 年）と長期的視点（2050 年）の両方から見た潜在的な展開（5.9 節）にも触れている。本章は、より幅広い水管理の解決策への水力の統合についても解説している。本章では、主に水からの電気エネルギーの生産及び貯蔵について取り上げており、機械エネルギーの需要を満たすための水力の利用は補足的にしか取り上げていない。

5.1.1 エネルギー源

水力は、太陽放射によって駆動される水循環内で動いている水から生産される。入射する太陽放射は、地表または海面で吸収され、表面を温め、水がある場所では蒸発を発生させる。その大部分（地球の表面に到達するすべての太陽放射の 50% 近く）が、水の蒸発に使用される形になり、水循環を駆動させる。そのため、この循環に存在する潜在的なエネルギーは大きく、まだそのわずかな部分しか技術的に開発されていない可能性がある。蒸発した水は大気中に移動し、空気中の水蒸気量を増加させる。世界、地域、及び地方の風系は、太陽エネルギー投入の空間的及び時間的変動によって発生し維持されており、地球表面上の空気とそれを含む蒸気を蒸発が発生した場所から最大で数千キロメートルまで移動させる。最終的に、蒸気は凝縮され、降水としてそのうち 78% が海洋に、22% が地上に落下する。これによって、地球の海洋から地表までの水のすべての輸送と、同じ規模で河川と地下水流出として海洋へ戻る水の流れが発生している。水力を発生させるために利用可能なのは河川の水の流れ、より厳密に言えば、重力によって海洋へと上から下に落下する水のエネルギーである。

5.1.2 水力開発の歴史

商業用電力が広く利用可能になる前は、水力は灌漑、水車、繊維機械、製材所などの様々な機械の駆動のために利用されていた。発電に水を利用することで、人々はより良い生活を実現するために自然とともに働いてきた。落下する水の機械的な力は、サービス及び生産的用途に利用されてきた歴史のある資源である。2,000 年以上前にはギリシャ人によって麦を粉にする水車を回すために利用されていた。1700 年代には、機械的な水力は製粉及びポンプに幅広く利用されていた。1700 年代及び 1800 年代においては、水力タービンの開発が続けられていた。1870 年に、イギリス、ロスベリー、クラッグサイドで水力発電プラントが初めて導入された。水力の産業利用は、1800 年にミシガンのグランドラピッズで水力タービンが劇場及び店頭の照明の提供に利用された時に始まった。1881 年には、ニューヨークのナイアガラフォールズで製粉機の水力タービンにつながれたブラシ発電機によって街の照明が提供された。飛躍的な進化は発電機が水力タービンに結合された時に起こり、世界初の 12.5kW の水力発電所は、1882 年 9 月 30 日、アメリカのウィスコンシン州アップルトンにおいてフォックス川のバルカン・ストリート

発電所で稼働した¹。

初期の水力発電プラントは、当時の化石燃料による火力発電プラントよりも信頼性や効率が高かった（Baird, 2006）。そのため、動いている水が十分に供給され、且つ電力の需要があるあらゆる場所に分散する形で小型から中型の水力発電所が普及した。電力需要が増加するにつれ、化石燃料、原子力、及び水力発電プラントの数と規模は増加した。同時に、環境的及び社会的影響に関して懸念が生まれた（Thaulow et al., 2010）。

現在、水力発電プラント（HPP）は、数ワットから数 GW に至るまで非常に規模の幅が広がっている。最大のプロジェクトであるブラジルのイタイプ（14,000MW²）及び中国の三峡（22,400MW³）はともに、80～100TWh/年（288～360PJ/年）を生産している。水力発電は、常にその場所個別であるため、それが導入される川系に基づいて設計される。1965 年から 2009 年にかけての過去の地域別の水力発電は図 5.1 に示されている。

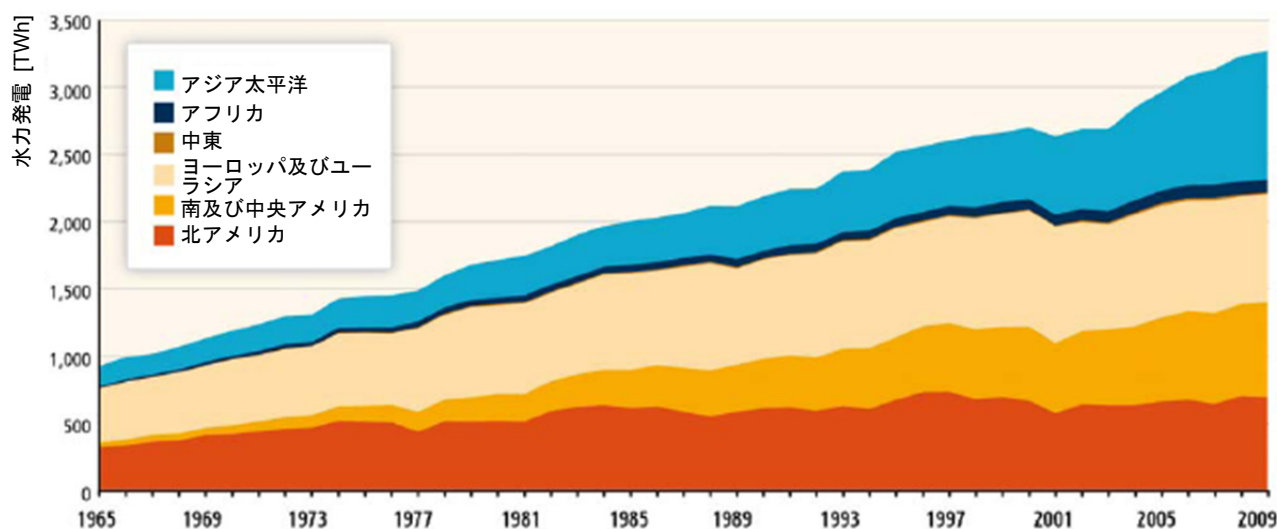


図 5.1: 地域別の水力発電（TWh）（BP, 2010）

水力発電プラントはその規模が多様であるため、その技術によって、大規模な集中した都市エネルギー需要と分散した地方の需要の両方を満たすことが出来る。現在、世界のエネルギー供給における水力の主な役割は、集中制御型エネルギー・ネットワークの一部として発電を提供することにあるが、水力発電プラントは単独でも稼働しており、単独系統への供給を行っている（場所は世界の地方及びへき地であることが多い）。水力エネルギーは、機械エネルギーの需要や暖房及び冷房の提供にも利用することが出来る。さらに最近では、水力発電は、水力が十分に存在し輸送用燃料として水素を利用する地域的目標がある地域においては、水素燃料生産のための電気分解過程での利用目的でも研究されている（Andreassen et al., 2002; Yumurtacia and Bilgen, 2004; Silva et al., 2005）。

水力発電プラントでは、水力タービンを駆動させる水を消費することはない。発電後、水はその他の様々な基本的用途に利用することが出来る。実際に、水力発電の大部分は複数の目的を持って設計されている（5.10.2 節を参照）。これらの事例としては、ダムを、洪水及び干ばつの防止または緩和の補助、農業の灌漑の実現、家庭、都市、産業利用のための水の供給、航行、漁業、観光、または余暇活動向上が挙げられる。これは水力及び水の複数の用途を扱う際に見逃されがちな側面の 1 つであるが、他の水利用の開発において、建設の資金源となる十分な直接的予算を創出出来ないとき、発電プラントは、予算の源として必要となる設備の財政支援の一助となる場合がある。

5.2 資源ポテンシャル

水力資源ポテンシャルは、落差及び変換係数（重力加速度）を乗じた利用可能フローの総量から算出することが出来る。一般的に降水の大部分は落差が最大である山岳地帯に落下するため、水力開発の最大のポテンシャルは山岳地帯またはそのような地域から伸びる河川に存在している。年間総流出量は、47,000km³ と推定されており、その内 28,000km³ が表面流出であり、それによって 41,784TWh/年（147EJ/年）の水力発電の理論的ポテンシャルが発生している（Rogner et al., 2004）。この理論的ポテンシャルの値は、より新しい推定値である 39,894TWh/年（144EJ/年）（IJHD, 2010）にも近い（第 1 章を参照）。

¹ 米国土改局: www.usbr.gov/power/edu/history.html

² Itaipu Binacional 水力発電プラント (www.itaipu.gov.br)

³ China Three Gorges Project Corporation Annual Report 2009 (www.ctgpc.com)

5.2.1 節では、理論ポテンシャルの総計に実質的な価値はないこと、また、経済的に実行可能なものは、時間の経過と場所によって変わるエネルギー供給及び価格によって異なることを考慮したうえで、世界の技術的ポテンシャルについて解説する。

5.2.1 世界の技術的ポテンシャル

International Journal on Hydropower & Dams 2010 World Atlas & Industry Guide (IJHD, 2010) は、現在の水力の設備容量及び年間発電の最も包括的なインベントリ、及び水力資源ポテンシャルを与えている。Atlas は、水力資源ポテンシャルの 3 つの評価基準（すべて年間発電（TWh/年）に基づく）を提供しており、その評価基準とは、総理論値、技術的に実現可能な値⁴、及び経済的に実現可能な値である。これによると、世界の水力の技術的ポテンシャルの総量は 14,576TWh/年（52.47EJ/年）（現在の世界の年間発電の 4 倍以上）と推定されている（IJHD, 2010）⁵。

この技術的ポテンシャルは、算出された 3,721GW⁶の設備容量の推定値に対応している。6 つの世界の地域⁷における年間発電量及び推定容量から見た技術的ポテンシャルは、図 5.2 に示されている。この図に含まれる円グラフは、各地域における現在の年間発電量と技術的ポテンシャルの比較及び総技術的ポテンシャルに対する未開発ポテンシャルの割合を示している。これらのグラフは、未開発のポテンシャルの割合の幅がヨーロッパ及び北アメリカの 47%からアフリカの 92%まであり、世界的に水力開発には大きな機会があることを示唆している。

表 5.1: 年間発電量及び設備容量（GW）から見た地域的な水力の技術的ポテンシャル。現在の発電量、設備容量、パーセントで示した平均設備利用率、結果としての 2009 年時点での未開発ポテンシャル。出典: IJHD（2010）

世界の地域	技術的ポテンシャル、年間発電量 TWh/年（EJ/年）	技術的ポテンシャル、設備容量（GW）	2009 年における総発電量 TWh/年（EJ/年）	2009 年における設備容量（GW）	未開発ポテンシャル（%）	平均地域的設備利用率（%）
北アメリカ	1,659 (5.974)	388	628 (2.261)	153	61	47
ラテンアメリカ	2,856 (10.283)	608	732 (2.635)	156	74	54
ヨーロッパ	1,021 (3.675)	338	542 (1.951)	179	47	35
アフリカ	1,174 (4.226)	283	98 (0.351)	23	92	47
アジア	7,681 (27.651)	2,037	1,514 (5.451)	402	80	43
オーストラレーシア（南洋州）・オセアニア	185 (0.666)	67	37 (0.134)	13	80	32
世界	14,576 (52.470)	3,721	3,551 (12.783)	926	75	44

図 5.2 のデータには、いくつかの注目に値する特徴がある。1 世紀以上にわたって水力資源を開発し続けてきた北アメリカ及びヨーロッパは、未だその水力発電を倍増させる大きな技術的ポテンシャルを有しており、これは世界の開発が進んだ地域においては水力資源が枯渇しているという認識に反するものである。しかし、この未開発の技術的ポテンシャルの内どの程度が経済的に実現可能かは、時間に依存している経済条件に影響される。実際の開発は、持続可能性の懸念や関連する政策による影響も受けるだろう。特に、アジア及びラテンアメリカは比較的大きな技術的ポテンシャルを有しており、これらの地域はオーストラレーシア（南洋州）及びオセアニアと並び、総技術的ポテンシャルのうち未開発の部分が非常に大きい。アフリカは、大きな技術的ポテンシャルを持っており、同地域における水力発電の現在の水準を開発によって 11 倍に出来る可能性がある。水力の地域的な技術的ポテンシャルの概要は、表 5.1 で示されている。

⁴ Annex I で与えられる技術的ポテンシャルの定義と同等（用語集）。

⁵ 第 1 章は、Krewitt et al. (2009) がいくつかの研究を検討して評価したすべての再生可能エネルギー源の現在及び将来の技術的ポテンシャルの推定値を示している。そこでは、2050 年までの水力の技術的ポテンシャルは 50EJ/年と推定されている。しかし、本章は技術的ポテンシャルの推定に関しては、IJHD (2010) のみに依拠している。

⁶ 図 5.3 で示される、地域の発電ポテンシャル及び平均設備利用率に基づいて算出された潜在的な表示設備容量の値。

⁷ ラテンアメリカ地域は、IEA の世界地域と一致しており中央及び南アメリカを含む。これは、中央アメリカを北アメリカの一部として含む IJHD (2010) の地域とは異なっている。同参考文献からのデータは、本書で使用される地域に一致するよう再度統合されている。

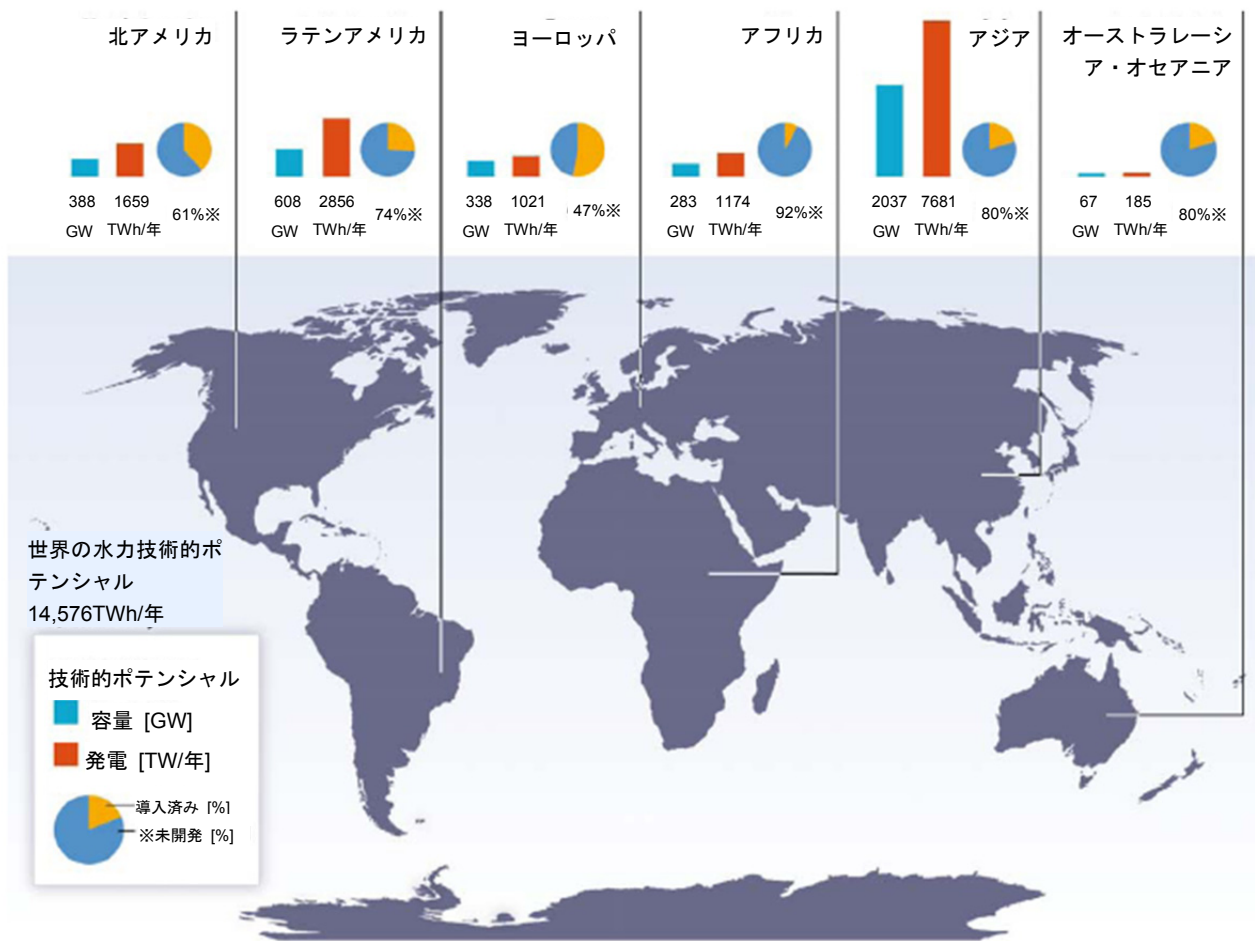


図 5.2: 年間発電と設備容量で見た地域の水力発電の技術的ポテンシャルと 2009 年における未開発の技術的ポテンシャルの割合。出典: IJHD (2010)

水力の技術的ポテンシャルの理解及び評価は、図 5.3 に示す現在（2009 年）の総地域的水力設備容量及び年間発電量を検討することによって得ることも出来る。報告された世界規模の総水力設備容量は 926GW であり、2009 年には 3,551TWh/年（12.8EJ/年）の年間総発電量を生産している。図 5.3 は、現在の総設備容量及び年間発電量を用いて計算される地域的な平均設備利用率も含んでいる（設備利用率=発電量/（設備容量×8,760 時間））。

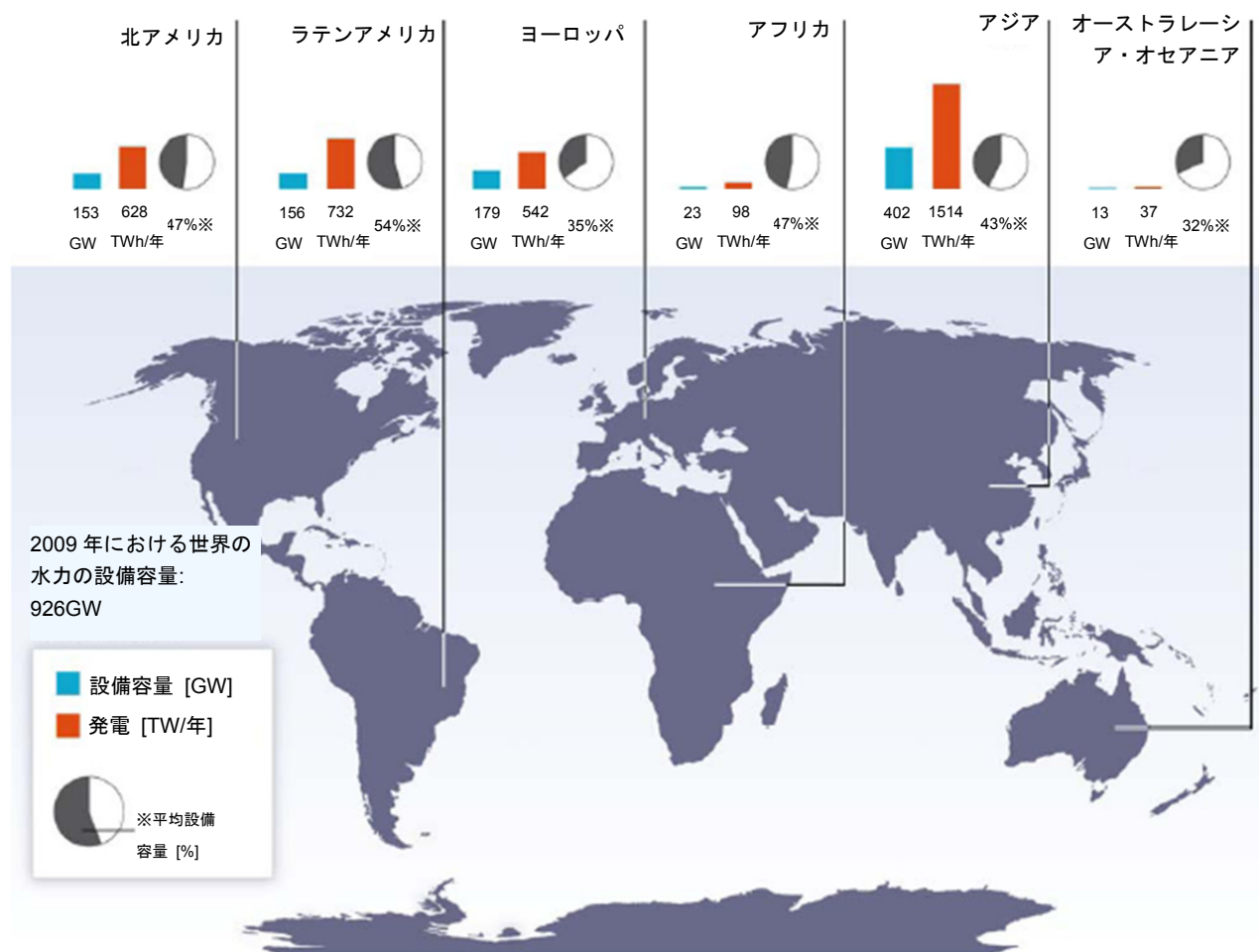


図 5.3: 2009 年における地域の総水力設備容量及び年間発電量、平均設備利用率（上述の通り算出）。出典: IJHD（2010）

北アメリカ、ラテンアメリカ、ヨーロッパ、及びアジアにおける水力発電の総設備容量の桁は同じなのに対し、アフリカ及びオーストラレーシア（南洋州）・オセアニアは 1 桁小さいこと（アフリカは利用可能な投資資産の不足など、オーストラレーシア（南洋州）・オセアニアは規模、気候、及び地形などが理由となっている）は注目値する。平均設備利用率は 32～55%となっている。設備利用率は、水力発電がエネルギー構成（例えばピーク対応発電とベース負荷発電のどちらかへの対応、など）において水力がいかに関与されているか、利用可能な水に対していかに関与されているか、また、設備の増強及び運用の最適化による発電電力量増加の機会があるかを示すことが出来る。設備の増強及び運用最適化によって達成されてきた発電量の増加は、一般的に詳細には評価されていないが、5.3.4 及び 5.8 節で簡潔に解説している。

上述の地域の技術的ポテンシャルは、利用出来る落差を持つような大きな地形上の標高の変化がある天然の水路に対応する、従来型の水力に関するものである。落差を必要とせず、水路の流れからエネルギーを取り出す流体動力学技術の開発も進行している。この技術は、従来型の水力技術が運用出来ない場所におけるエネルギー生産のポテンシャルを増加させる。従来は使われていなかった水力のソースも、上述の地域の技術的ポテンシャルには織り込まれていない。例としては、水供給及び処理システム、水道、用水路、放流河川、放水路などの人口水路がある。適用可能な従来型及び流体動力学技術によって、これらの資源を利用したエネルギーの生産が可能になる。流れの利用及び人工の水路工作物を用いた電源の総技術的ポテンシャルは評価されていないが、その範囲の大きさを考えれば、総技術的ポテンシャルは膨大であると判断される可能性がある。

5.2.2 資源ポテンシャルに対する気候変動の潜在的な影響

現在、水力の資源ポテンシャルは、現在の気候条件に関する歴史的データに基づいている。気候変動によって、この資源ポテンシャルは以下の理由で変化する可能性がある。

- ・ 地方の気候（特に流域における降水量及び気温）の変動に関係した河川流量（流出）の変化。これは、流出量、流量の変動性、及び流量の季節性の変化（春及び夏に多かった流量が冬に多くなるなど）を引き起こし、水力発電の資源ポテンシャルに直接影響する可能性がある。

- ・ 極端な現象（洪水及び干ばつ）の変化が、水力発電のコスト及びリスクを増加させる可能性がある。
- ・ 水文及び極端な現象の変化による堆砂負荷の変化。堆砂の増加によって、水力タービンの摩耗が進み、効率が下がる可能性がある。堆砂負荷の増加によって、貯水池が満水になるのが早くなり、有効貯水が減少する。これによって、調節の余地が減り、貯水によるサービス分が減少する。

IPCC Working Group II（IPCC, 2007b で報告）には、水資源に対する気候変動の影響に関する議論が含まれている。後に、水に関する技術論文が、過去の IPCC 報告書とその他の出典に含まれる資料に基づいて作成された（Bates et al., 2008）。本節で提示する情報の大部分は、これら 2 つの出典に基づいているが、Hamududu et al.（2010）による最近の再調査で示されているものなど、より新しい論文及び報告書からもいくつか追加されている。

5.2.2.1 降水量及び流出量の予測される変化

降水量及び流出量の予測の多様性に対応して、幅広い潜在的な将来の気候予測が示されている（IPCC, 2007c; Bates et al., 2008）。マルチ・モデル・アンサンブルを用いた気候予測では、21 世紀にわたって世界の平均水蒸気量、蒸発量、及び降水量が増加することを示している。一部の亜熱帯及び低中緯度地方において降水量の減少が予測されているが、高緯度地方及び熱帯地方の一部において、ほぼすべてのモデルが降水量の増加を予測している。これらの大幅な増加または減少が見込まれる地域の間の地域では、現世代のモデル全体にわたって予測降水量変化の兆候すら一貫していない（Bates et al., 2008）。

気候変動による河川流量の変化は、基本的に降水、蒸発、及び融雪の量と時期の変化に依存する。これまで多くの河川流量への影響に関する研究が発表されており、IPCC（2007b）でまとめられている。これらの研究のほとんどは、気候モデル・シミュレーションに基づく気候シナリオから導かれた流域水文モデルを利用している。流域水文モデルでデータを利用出来るようにするには、データの縮小（世界気候モデルからの出力を流域の対応する気候データに変換する過程）が必要となる。この縮小は時間的及び空間的に行うことができ、それは現在、最適な縮小方法を発見する上で非常に重要視されている研究領域の 1 つである。

気候モデルによって直接シミュレーションされた流出量を利用した世界規模の研究もいくつか存在する（Egré and Milewski, 2002; IPCC, 2007b）。これらの研究の結果では、高緯度地方及び湿潤熱帯地方における流出量の増加、中緯度地方及び乾燥熱帯地方の一部における流出量の減少を示している。図 5.4 は、IPCC A1B シナリオ⁸に基づき、今世紀末までに予測される流出量の変化を示している（Bates et al., 2008）。

水文システムの予測される変動における不確実性は、気候システムの内部変動、将来の温室効果ガス及びエアロゾル排出量に関する不確実性、世界気候モデルによるこれらの排出量の気候変動への変換、及び水文モデルの不確実性から生じている。空間規模が減少するにつれ、予測モデル間の一貫性は失われる。河川水評価の気候モデル予測の不確実性は、マルチ・モデル・アンサンブルを用いることで考慮されることが多い（Bates et al., 2008）。しかし、マルチ・モデル・アンサンブル・アプローチは、数学モデルにおける不確実性の減少を保証するものではない。

⁸ 4 つのシナリオ群または「ストーリーライン」（A1、A2、B1、及び B2）は、将来の気候変動予測の基礎として、IPCC によって開発され、IPCC Special Report On Emission Scenarios（SRES）で報告された。それぞれが、21 世紀における異なる人口統計的、社会的、経済的、技術的、及び環境的発展を示している（IPCC, 2000）。そのため、結果として生じる排出シナリオに基づく幅広い潜在的な将来の気候予測が示されており、それに対応して、降水量及び流出量の予測も多様になっている（IPCC, 2007b）。

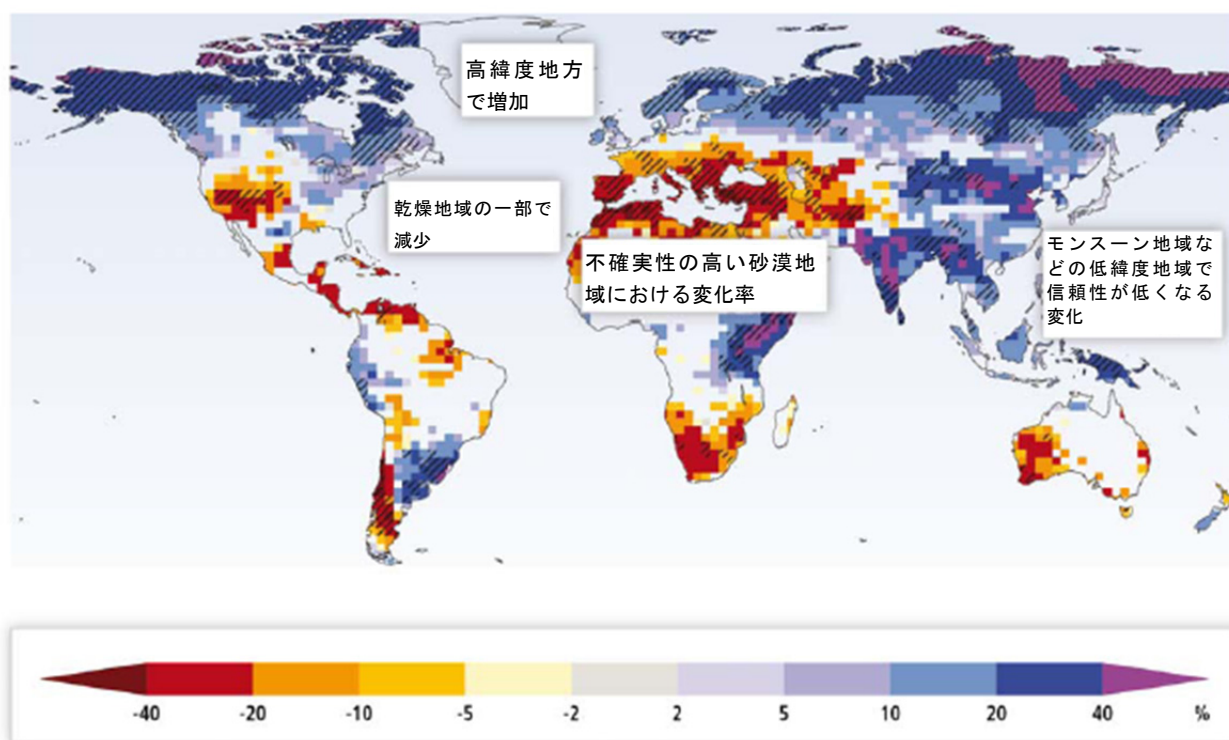


図 5.4: 1980～1999 年と比較した 2090～2099 年の期間における年間流出量（パーセントで表した水利用可能性）の大規模な変化。値は、SRES A1B シナリオを用いた 12 の気候モデル予測の中央値を示している。白の地域及び斜線の地域はそれぞれ、変化の兆候が一致したものが 12 のモデルの 66%以下である地域、変化の兆候が一致したモデルが 90%以上の地域を示す。出典: IPCC（2007a）。

図 5.4 で示す世界の推定値は、大きな規模における結果を示しており、より短い時間規模、より小さい空間規模には適用出来ない。降水量及び流出量が非常に低い地域（砂漠地域など）においては、流出量の小さな変化が大きな割合の変化につながる可能性がある。一部の地域では、流出量の予測される変化の兆候が、最近観測された傾向と異なっている。さらに、流出量の増加が予測される地域の一部において、雨季流出量の増加、乾季流出量の減少など、様々な季節的影響が予想される。より少ない気候モデルの結果を用いた研究は、ここで示す結果とは大きく異なる可能性がある（Bates et al., 2008）。

5.2.2.2 予測される水力発電に対する影響

水力の資源ポテンシャルに対する気候変動の平均的な世界または大陸規模の影響は比較的小さいと予想されているが、地域及び地方ではより重大な影響が発生する可能性がある。水力の資源ポテンシャルは、地形、及び流出の量、変動、季節分布に依存する。これらの依存は地域及び地方によって決められるだけではない。平均流出量に変化がない場合においても、気候変動性の増加が、貯水容量を増やし、気候変動によって生じる新しい水文を考慮した運用に改良されない限り、水力発電量の減少につながる可能性がある。

そのため、地域の影響の正確な量的予測を行うためには、気候シナリオの時系列を流出シナリオの時系列に変換する水文モデルを用いて、平均流量の変化と流量の時間分布の変化の両方を分析する必要がある。氷、雪、及び氷河のある流域においては、温暖な気候が冬の流出量の増加と春・夏の流出量の減少につながるが多いため、季節性変化の影響の研究が特に重要となる。気温の増加による雪から雨への冬の降水変化は、多くの大陸域や山岳地域におけるピーク時の流量、及び冬季の条件の一時的な変化につながる可能性がある（Stickler and Alfredsen, 2009）。そのため、春の融雪のピークは、冬の流量の増加によって早まるか、完全になくなってしまふ場合がある。温暖化によって氷河が後退すると、河川流量は短期的に増加するが、氷河がなくなると減少すると予想されている（Bates et al., 2008; Milly et al., 2008）。

2007 年までに入手できた研究をまとめたところ、IPCC（2007b）及び Bates et al.（2008）は水力発電に対する好ましい地域的影響と好ましくない地域的影響の両方の例を発見した。それらは、主に河川流出量の予測される変化に続くものである。残念ながら、これまで算出された水力の技術的ポテンシャルに対する影響の量的推定値は少ない。研究の地域分布にも偏りが見られ、ほとんどの研究はヨーロッパ及び北アメリカで行われており、ほとんどの開発途上国地域（特にアフリカ）の文献の基盤は貧弱である。以下の要約は、追加的な出典が示されていない限り、Bates et al.（2008）及び IPCC（2007b）でまとめられた所見に基づいている。

アフリカでは、多くの国家における電力供給が水力発電に大きく依存している。しかし、アフリカにおける水力資源ポテンシャルに対する気候変動の影響を検討した利用可能な研究は少ない。気候変動及び流出量の一般的予測から推測された見解は、東アフリカを除いて水力資源ポテンシャルは減少すると示唆している（Hamududu et al., 2010）。

中国、インド、イラン、タジキスタンなどの主要な水力発電を行っているアジア諸国において、流出量の変化は出力に対して大きな影響を与える可能性があることが分かっている。地滑り及び氷河湖決壊のリスクの上昇及び変動性の増加の影響は、ヒマラヤの国で特に懸念されている（Agrawala et al., 2003）。貯水容量の増加による季節的降水の強度の増加に対応するポテンシャルが、特に重要になると思われる（Iimi, 2007）。

ヨーロッパでは、2070年代までに、ヨーロッパ全体の水力発電のポテンシャルが6%減少する可能性があるとの推定されており、具体的には地中海周辺で20～50%の減少、北及び東ヨーロッパで15～30%の増加があり、西及び中央ヨーロッパでは水力発電のパターンが安定すると見られている（Lehner et al., 2005）。

ニュージーランドでは、偏西風の風速の上昇によって、風の発生が強まり降水が主要な南島流域へと波及し、ワイカト流域における冬の降水量が増加する可能性が非常に高い。温暖化が融雪、降雪量に対する降水量の割合、冬及び早春の河川流量を増加させることはほぼ確実である。これによって、冬のピーク需要時期の水力発電が増加し、貯水の需要が減少する可能性が非常に高い。

ラテンアメリカでは、ほとんどの国において水力発電が主な電気エネルギー源となっているが、この地域は、アルゼンチン、コロンビア、ブラジル、チリ、ペルー、ウルグアイ、ベネズエラなどで見られるエル・ニーニョ及びラ・ニーニャによる大規模かつ持続的な降水異常に対して脆弱である。2001年にはブラジルの大部分において、エネルギー需要と干ばつの増加の同時発生によって水力発電の実質的な機能停止が発生しており、それによって国内総生産（GDP）が減少した。ラパス及びリマで観測されたように、氷河の後退も水力発電に影響している。

北アメリカでは、水力発電は総流出量、時期、及び貯水池の水位に対して敏感であるとされている。たとえば、1990年代には五大湖の水位が長期的な干ばつによって下がり、1999年には水力発電量はナイアガラとスーセントマリーの両方で大幅に減少した。コロンビア川台地及びBC ハイドロ社のサービス地域における2～3℃の温暖化によって、最悪の水条件下での冬のピーク需要のための水力発電供給が増加すると見られる（可能性が高い）。同様に、コロラド川の水力生産量は五大湖の水力と同じく大幅に減少する可能性が高い。北ケベックの水力発電は、降水量の増加及び解氷条件の拡大による恩恵を受ける可能性が高いが、南ケベックにおける水力発電プラントは水位の減少に影響を受ける可能性が高い。流出の季節分布及び氷形成の時期変化の影響は、不確実性が高い。

最近の研究（Hamududu and Killingtveit, 2010）では、12の異なる気候モデルを用いたSRES A1Bシナリオのための2050年までの河川流量変化の世界的評価（Milly et al., 2005, 2008）に基づき、既存の水力システムにおける水力発電の地域的及び世界的変化が計算されている。この計算は、国または政治地域（アメリカ、カナダ、ブラジル、インド、中国、オーストラリア）レベルで行われ、地域及び世界での値がまとめられた（表5.2を参照）。

表 5.2: 発電容量（GW、TWh/年（2005年））と、推定される2050年までの気候変動による変化（TWh/年）。12の異なる気候モデルにおけるSRES A1Bシナリオ（Milly et al., 2008）、UNEP世界地域、及びHamududu and Killingtveit（2010）で示された2005年の水力システムのデータ（US DOE, 2009）を用いた分析に基づく。

地域	発電容量（2005年）		2050年までの変化 TWh/年（PJ/年）
	GW	TWh/年（PJ/年）	
アフリカ	22	90 (324)	0.0 (0)
アジア	246	996 (3,586)	2.7 (9.7)
ヨーロッパ	177	517 (1,861)	-0.8 (-2.9)
北アメリカ	161	655 (2,358)	0.3 (≈1)
南アメリカ	119	661 (2,380)	0.3 (≈1)
オセアニア	13	40 (144)	0.0 (0)
合計	737	2931 (10,552)	2.5 (9)

全体として、表5.2に示した結果は以前の研究（IPCC, 2007b; Bates et al., 2008）で示された結果と（大部分は量的に）一致している。ヨーロッパの場合、算出された減少（-0.2%）は同じ兆候を持っているが、Lehner et al. (2005)による-6%よりも小さくなっている。その理由の1つとして、表5.2は2050年までの変化を示しているのに対し、Lehner et al. (2005)は2070年までの変化を示しているため、直接的な比較が難しいことがある。

既存の世界の水力発電に対する気候変動の全体的な影響は小さいか、わずかに好ましいとすら予想出来ると結論付けることが出来る。しかし、これらの結果はまた、地域間、さらには国内においてもエネルギー生産の変化が大幅

に異なっていることも示している（Hamududu and Killingtveit, 2010）。

水力発電システムの将来的な拡大が、既存のシステムと同じ地域及び流域全体で徐々に発生する限りは、これらの結果は、世界的及び地域ごとに平均した気候変動の影響は小さく、かつわずかに好ましい可能性があることを示している。

しかし、将来における影響とシステム運用の難易度増加に関する不確実性によって、将来の水力発電プラントの計画及び開発において取り組まなければならない課題が生じる可能性がある（Hamududu et al., 2010）。

灌漑、家庭・産業用の水供給など、他の用途に対する水の需要が気候変動によって上昇した場合、エネルギー目的の水利用可能性に対する間接的な影響が発生する可能性がある。この影響は定量化するのが難しく、5.10 節で掘り下げて解説している。

5.3 技術及び用途

落差及び設備容量（規模）は、水力発電プラントの分類の基準として示されることが多い。しかし、水力の主な種類は、自流式、貯水池式、揚水式、及び流れ利用技術である。落差による分類及び規模による分類は、5.3.1 節で議論する。水力の主な種類は、5.3.2 節で示す。技術開発における技術の成熟度、状態、現在の傾向、及び改修、現行技術の適用の傾向は、それぞれ 5.3.3 及び 5.3.4 節で取り上げる。

5.3.1 落差及び規模による分類

落差による分類は、上流と下流の水位の差を参照している。落差は、水力タービンに対する水圧を決定し、流量と並んで使用する水力タービンの種類を決定する上で最も重要なパラメータである。一般に、落差が高い場合にはペルトン・タービンが使用され、落差が中程度の場合はフランシス・タービンが使用される。落差が低い場合は、カプラン及びバルブ・タービンが適用される。落差の高低の分類は、国によって大きく異なり、一般的に認知されている尺度はない。

規模による分類で、定義の基準として MW を用いて測った設備容量に基づき「小規模水力」、「大規模水力」といった概念が生まれる。小規模水力発電プラント（SHP）は、大規模水力発電プラントよりも自流式施設になる可能性が高いが、貯水池のある（貯水池式）水力発電所は規模に関わらず、同じ基本的要素及び技術を利用する。しかし、大規模水力発電プラントと比べて、小規模水力発電を用いたスキームの建設及び地方環境への統合の方が時間や手間が少なくすむことが多い（Egré and Milewski, 2002）。そのため、小規模水力発電プラントの導入が世界の多くの地域、特に他のエネルギー源が利用出来ない、または経済的に魅力的でないへき地において増加してきている。

それにもかかわらず、規模の分類の定義に関する世界的な共通認識は存在しない（Egré and Milewski, 2002）。様々な国または国の集合体が、「小規模水力」を異なる形で定義している。表 5.3 にいくつかの例が示されている。ここから、現在「大規模水力」と呼ばれているものはかなり広い範囲の水力発電プラントをカバーしていると推測することが出来る。IJHD（2010）は、設備容量に基づく国ごとの定義をさらにいくつか列挙している。

表 5.3: 様々な国によって定義された設備容量 (MW) による小規模水力

国	設備容量 (MW) で定義された小規模水力	参照した発表
ブラジル	≤ 30	ブラジル政府法 No. 9648 (1998 年 5 月 27 日)
カナダ	< 50	カナダ天然資源省 (2009 年) : canmetenergy-canmetenergie.Nrcan-rncan.gc.ca/eng/renewables/small_hydropower.html
中国	≤ 50	Jinghe (2005) ; Wang (2010)
EU リンク指令	≤ 20	EU リンク指令 (Directive 2004/101/EC, article 11a, (6))
インド	≤ 25	新・再生可能エネルギー省 (2010 年) : www.mnre.gov.in/
ノルウェー	≤ 10	ノルウェー石油・エネルギー省。Facts 2008-ノルウェーのエネルギー及び水資源 (p.27)
スウェーデン	≤ 1.5	ヨーロッパ小水力協会 (2010 年) : www.esha.be/index.php?id=13
アメリカ	5-10	アメリカ水力発電協会。2010 年再生可能エネルギー使用基準レポート (US RPS)

水力の規模の分類の定義の範囲が広がっている原因は、どの官庁が過程に責任を持つかを決定する国家許認の規則である場合 (ノルウェー⁹など) があり、他には具体的な支援計画 (アメリカの再生可能エネルギー利用割合基準など) の適格基準を定義する必要性である可能性がある。これは、地方のエネルギーと資源の管理のニーズに合った規模の分類の法的定義が、国によって異なっていることを明確に示している。

それにもかかわらず、分類基準としての設備容量と、MWの区切りの上下の分類によるすべての水力発電プラント (HPP) に共通する一般的性質の間には、直接的な関連性はない。水力発電は、多数のプロジェクトの形式で提供され、非常に場所に依存した技術である。そのため、各プロジェクトはエネルギーと水管理サービスの特定の需要を満たすため、特定の河川流域内における特定の場所に合わせたものになる。たとえば、自流水式施設は規模が小さくなる傾向にあるが、世界中で多くの小規模貯水池式水力発電所も稼働している。同様に、より規模の大きい施設の方が規模の経済性により US ドル/kW でのコストは低くなる傾向にあるが、この傾向はあくまでも平均値で考慮した場合のものである。さらに、1 つの河川流域のへき地に位置する 2,000MW の大規模水力発電の方が、多くの河川流域における 400 基の 5-MW 水力発電の累積影響よりも悪影響が少なくなる可能性がある (Egré and Milewski, 2002)。そのため、大規模水力開発と小規模水力開発の累積する想定的な環境及び社会への影響は不確実性が高く、また条件依存的である。

全体的に見て、規模に基づく分類は一般的かつ行政管理上には単純であるが、ある程度恣意的になってしまう。「小規模な」または「大規模な」水力発電といった一般的な考え方は、影響度合い、経済性、または特徴に関して技術的または科学的に厳密な指標ではない (IEA, 2000c)。水力発電は規模においては連続性を含んでおり、その持続可能性または経済的パフォーマンスに基づいて評価し (持続可能性の議論については 5.6 節を参照)、より現実的な指標を設定する方が有用である。

5.3.2 施設の種類による分類

水力発電プラントは、運用及び流れの種類により 3 つの主要なカテゴリーに分類されることが多い。自流水 (RoR)、貯水池式 (貯水池)、及び揚水式の水力発電プラントはすべて、流域の水文及び地形によって、小規模から大規模まで様々な規模がある。加えて、歴史が浅く、開発も比較的進んでいない技術である流れ利用技術と呼ばれる 4 つ目のカテゴリーもある。

5.3.2.1 自流水

自流水水力発電プラントは、主に河川の利用可能な流れから発電のためのエネルギーを取り出す。そのような水力発電プラントは、需要状況への適応を可能にする短期貯水 (毎時、毎日) を含む場合があるが、発電状況は多かれ少なかれ地方の河川流量条件によって左右される。結果として、発電量は降水量と流出量に依存し、日、月、及び季節によって大幅に変動する可能性がある。短期貯水すら含まれていない場合、自流水水力発電プラントの発電状況は、特に流量の変動が大きい小河川または水流に位置する際に、より変化しやすくなる。

⁹ ノルウェー水資源・エネルギー庁、Water resource act and regulations (2001 年)

自流式水力発電プラントの場合、発電機に接続された水力タービンへ水を送るため、河川の水の一部が水路またはパイプライン（水圧管）に回される場合がある（図 5.5 を参照）。水力発電プロジェクトは、1 つの川筋（水系）に沿って直列に配置される場合があり、その谷の上流部に貯水池式的水力発電プラントがあることが多く、これによって両方が多様な発電所の累積容量の恩恵を受けることが出来る。自流式水力発電プラントの設置は比較的成本が低く、一般的に同じ規模の貯水池式水力発電プラントよりも環境的影響が小さくなる。

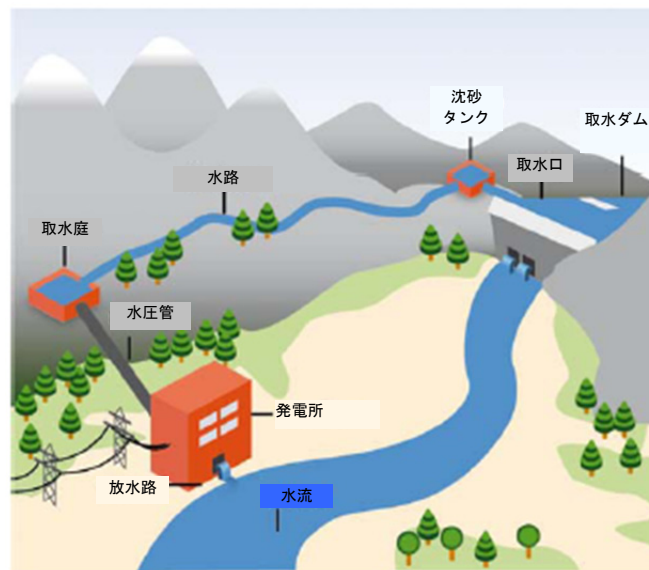


図 5.5: 自流式水力発電プラント

5.3.2.2 貯水池式水力

貯水池のある水力発電は、後に使用するために水を貯めることから、貯水池式水力発電とも呼ばれている。この貯水池によって、流入量の変動に対する依存度が減少する。発電所は、ダム直下またはさらに下流に位置し、トンネルまたはパイプラインを通して貯水池に接続されている（図 5.6）。貯水池の種類及び設計は、地形によって決定され、世界の多くの地域において、谷を湛水させた人工湖が貯水池である。高原のある地形においては、高高度の湖が別の種類の貯水池を作っている。多くの場合において、その貯水池は元々の湖の性質の多くを残している。このような種類の環境においては、発電所は、湖の下から伸びるトンネルを通して貯水池として機能する湖に接続されることが多い（lake tapping）。たとえば、スカンジナビアでは、自然の高高度の湖が、落差が 1,000m を超える高圧力システムの基礎となっている。1 つの発電プラントが複数の貯水池からトンネルを引いている場合があり、可能な場合には、隣接する流域または河川に接続されていることもある。水力発電プラントの設計及び建設可能な貯水池の種類は、地形によって決まる機会に大きく依存している。



図 5.6: 典型的な貯水池付きの水力発電プラント

5.3.2.3 揚水式

揚水式発電プラントはエネルギー源ではなく、むしろ貯蔵装置である。このシステムでは、通常はオフピーク時に下部貯水池から上部貯水池に水が汲みあげられ（図 5.7）、日常のピーク負荷時またはその他の必要な時に流れが逆転され発電を行う。揚水過程の損失のため、この種のプラントでは総合的にはエネルギー消費の方が大きくなるが、大規模なエネルギー貯蔵システムの便益を生み出すことが出来る。実際、揚水式発電は、世界的にも現在すぐに利用出来る系統電力の貯蔵の形式の中でも最も容量の大きいものである（5.5.5 節を参照）。

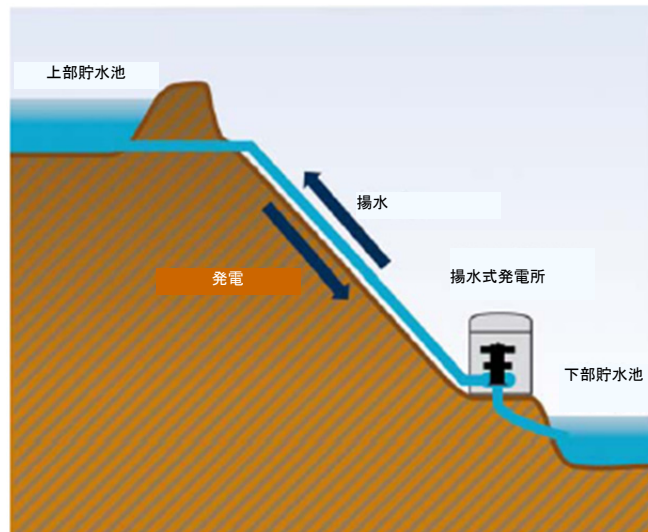


図 5.7: 典型的な揚水式発電

5.3.2.4 既存の施設を用いた流れ利用技術

堰、用水路、水路、滝などの既存の施設を最適化するため、小型水力タービンまたは流体動力学水力タービンを設置し、発電を行うことが出来る。これらは基本的に、図 5.8 で示すように自流式の機構のように機能する。流れ利用式装置は潮流及び海流からエネルギーを得るために開発されているが、内陸でも天然の河川と人口の水路の両方において導入することが出来る（5.7.4 節を参照）。

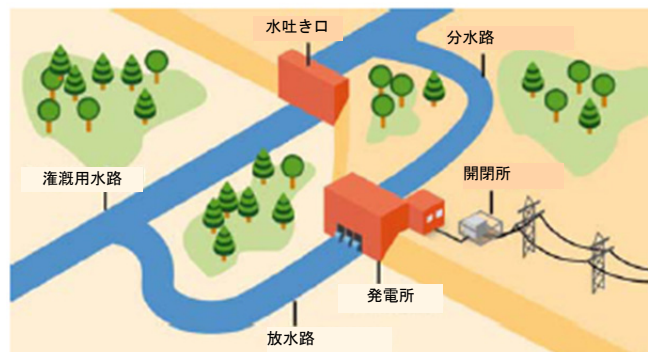


図 5.8: 既存の施設を用いた典型的な流れ利用水力発電所

5.3.3 技術開発の現状及び現在の傾向

水力は、実証されているかなり進んだ技術であり、1 世紀を超える経験に基づいている。19 世紀に建設され、現在でも稼働している水力発電プラントは数多く存在する。現在、水力は、水勢を直接的に電力に変換するため、あらゆるエネルギー源の中でも変換効率は最高の部類に入り（最大 90%（水から電線））、非常に柔軟性の高い発電技術である（IEA, 2004）。しかし、さらに強力かつ費用対効果の高い技術的解決策の開発などにより、新しい社会的及び環境的要求へ適応するような、運用の改善、環境への影響の低減などの適応、及びさらなる改善の余地はまだ存在する。現状と現在の傾向は以下に示されており、将来のイノベーションのオプション及び展望は 5.7 節で解説する。

5.3.3.1 効率

水力発電プラントにおけるエネルギー生産のポテンシャルは、水文、地形、及び発電プラントの設計に依存する以下のパラメータによって決定される。

- ・利用可能な水の量
- ・余水放流、迂回放流の必要性、または漏水による水の損失
- ・上流取水口と下流放水口間の落差
- ・摩擦及び速度変化による流水中の水力損失
- ・電気機械設備のエネルギー変換効率

通常、取水口で利用可能な水のすべてが水力タービンで使用出来るわけではない。それは、その水の一部は失われてしまうか、取り入れることが出来ないためである。この損失は、流入量が水力タービンの容量を超える大流量時の放流、環境流量のための側管路放出、及び漏水によって発生する。

水力発電プラントでは、水の位置（重力）エネルギーが運動エネルギーに変換された後、水力タービンで機械エネルギーになり、最終的に発電機で電気エネルギーに変換される。近代的水力発電プラントにおけるエネルギー変換過程は効率が高く、通常、水力タービンの機械的効率は90%を優に超え、発電機では99%を超えている。効率の損失の原因は、水路系（取水口、水力タービン、及び放水路）における水力損失、水力タービンと発電機一式における機械的損失、及び発電機における電気損失である。古い水力タービンは効率が低い可能性があり、水中の堆砂によって生じる損耗及び摩耗で効率が下がる場合もある。残りの位置エネルギーは、水中及び発電機内で熱として失われる。

さらに、エネルギー損失が、取水口から水力タービンへ水が流れる導水路の部分及び水力タービンから河川の下流へ水に戻す放水路の部分において発生する。損失落差と呼ばれるこれらの損失は、落差を低下させるため、発電所のエネルギー・ポテンシャルを減少させる。これらの損失は、摩耗損失または単一の損失として分類出来る。摩耗損失は、主にトンネル、パイプライン、及び水圧管内の水の速度及び粗さに依存する。

水力発電プラントの総合効率は、これらの3つの損失要素の合計によって決定される。水力損失は、流れの調節を向上させるための水力タービン容量の増加または貯水池容量の増加によって、減少させることが出来る。損失落差は、導水路及び放水路の面積の拡大、それらの粗さの低減、流れの速度及び方向の余分な変化の回避によって減少させることが出来る。電気機械設備（特に水力タービン）の効率は、設計の改善及び流入の流況曲線に最も適した効率プロファイルを持つ水力タービンの種類の選択によって、向上させることが出来る。水力タービン流量が最適値からはずれている場合、各水力タービンの種類における効率は大きく異なる（図 5.9 を参照）。計算流体力学ソフトウェア及びその他のイノベーションによる水力タービン設計の改善は、5.7 節で解説する。

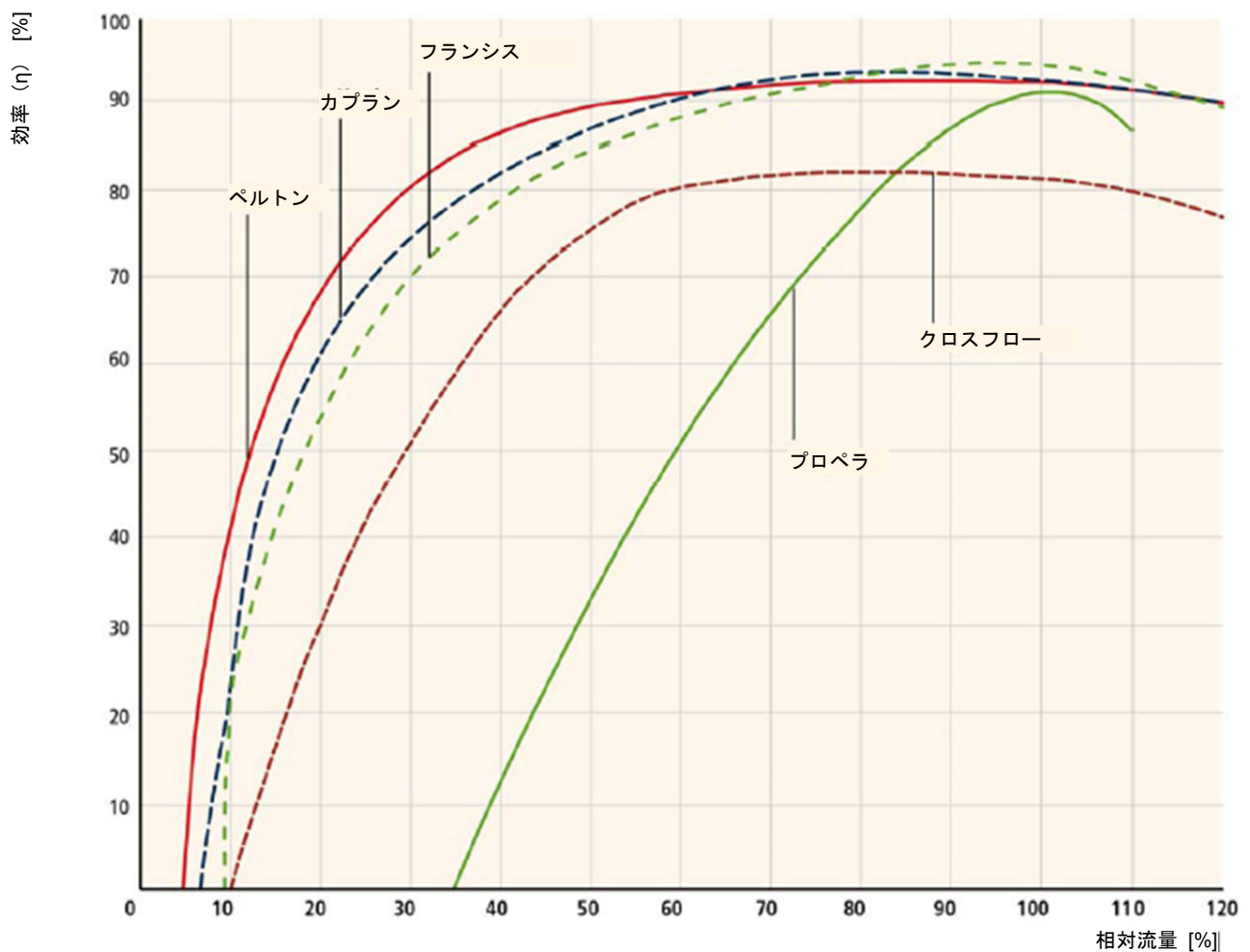


図 5.9: 様々な水力タービンの典型的な効率曲線 (Vinogg and Elstad, 2003)

5.3.3.2 トンネル建設容量

水力発電プロジェクトでは、硬岩及び軟岩中のトンネルは、取水口から水力タービン（導水路）と水力タービンから河川、湖、フィヨルド下流（放水路）への水の輸送に使用されることが多い。加えて、発電所が地下に位置する場合、アクセス、電力ケーブル、サージシャフト、換気など、その他の多様な目的で使われる。トンネルは、水路、水圧路などの表層構造のものの代替として、水力発電建設において次第に支持を得てきている。

トンネル建設技術は、図 5.10 で示すように効率の向上した設備の導入によって大きく改善されてきた (Zare and Bruland, 2007)。現在、水力発電トンネル建設における 2 つの最も重要な技術は、爆破掘削法及びトンネル掘削機 (TBM) である。

爆破掘削法は、硬岩におけるトンネル掘削の従来型の手法である。トンネル建設技術の発達により、掘削コストは過去 30 年間で 25% (0.8%/年) 減少した (図 5.10 を参照)。

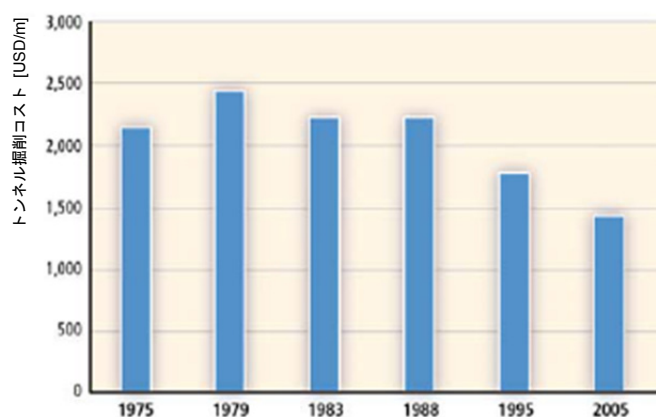


図 5.10: トンネル建設技術の発達: メートル当たりの US ドル (2005 年) に換算した 60m² トンネルの掘削コストの傾向 (出典: Zare and Bruland, 2007)

トンネル掘削機は、爆発物を使用せずに 1 度の操作で横断面全体を掘削する。トンネル掘削機は、いくつかの操作を連続して行う。その操作とは、掘削、通り過ぎた地面の支持、及びトンネルの建設である。建設されたトンネルの直径は、1m 未満 (「マイクロ・トンネル建設」) から最大 15m となっている。トンネルの掘削速度は、一般的に 30~60m/日である。

5.3.3.3 堆砂管理に関係した技術的課題

堆砂問題はすべての河川に見られるわけではないが (5.6.1.4 節を参照)、堆砂負荷の大きい河川における水力発電の運用において、深刻な技術的課題が発生する。

具体的には、河川水中の堆砂負荷の増加は、水力機械及び水力発電プラントのその他の構造物の損耗につながる。堆砂の堆積は、取水を妨げてシステムを通した水の流れを遮断し、水力タービンにも影響を与える。水力機械の堆砂に関連した損耗は、堆砂を貯めるスペースがない場合により深刻となる。

さらに、貯水池付きの水力発電プラントの場合、貯水容量が堆砂によって満たされる可能性があり、このため特殊な技術的緩和対策またはプラント設計が必要となる。

Lysne et al. (2003) は、発電プラントにおける水力タービンの堆砂に関連した損耗の影響は、特に以下のようなものが特徴的であると報告している。

- ・水力タービン効率の低下による発電損失
- ・修理及び保守の頻度の増加
- ・停止期間による発電損失の増加
- ・水力タービンの寿命の低下
- ・発電の一定性の低下

これらの影響はすべて、収益の低下及び維持コストの増加を伴う。取水口における堆砂管理、貯水池からの堆砂の機械的除去、及び沈砂池の有望なコンセプトがいくつか開発及び実践されてきた。多くの論文 (Mahmood, 1987; Morris and Fan, 1997; ICOLD, 1999; Palmieri et al., 2003; White, 2005) では、浸食及び堆砂負荷を低減する上流流域における土地利用の慣行のより良好な管理、貯水池からの堆砂の機械的除去、及び通り抜ける水中の土砂の影響に耐えることを目的とした水力機械の設計によって、堆砂問題を緩和する対策を報告している。

5.3.4 修繕、現行技術の適用、及び更新

古い発電所の修繕、現行技術の適用、及び更新 (RM&U) は、新しい発電プラントの開発よりもコストが低く、環境的及び社会的影響が比較的小さく、実施に必要な時間も少なくなることが多い。そのため、古い発電所の修繕、現行技術の適用、及び更新を通した容量の追加は魅力的となり得る。水力発電所の水力タービン・ランナ、発電機巻線、励磁システム、ガバナ、制御盤、または除塵機など構成要素のうち確定されたものの選択的な交換または修理によって、コストを削減し、時間を節約することが出来る。これは、プラントの効率、ピーク電力、及びエネルギー利用可能性の増加にもつながることがある (Prabhakar and Pathariya, 2007)。修繕、現行技術の適用、及び更新は、すでに規制を受けている地域における環境の状態の復元または改善を可能にする場合もある。いくつか修繕、現行技術の適用、及び更新のための国家計画も存在している。たとえば、最近ノルウェー研究審議会 (Research

Council of Norway) は、既存の水力発電プラントにおける発電量を増加させ、同時に環境の状態を改善するための計画を開始した¹⁰。米国エネルギー省は、エネルギー及び環境的成果の並行した改善に焦点を当てた先進水力発電タービンシステムプログラム (Advanced Hydropower Turbine Systems Program) を開始した 1994 年から、新しい技術開発に対して同様のアプローチを適用している (Odeh, 1999; Cada, 2001; Sale et al., 2006a)。

通常、水力発電プラントの寿命は 40～80 年である。電気機械設備は、30～40 年で更新または交換されるが、ダム、トンネルなどの土木構造物は、一般的に修繕が必要となるまでの稼働期間はより長い。適切に維持された水力発電プラントの寿命は、100 年を超える可能性がある。最新技術の運転・調整装置の使用は、信頼性を増加させる (Prabhakar and Pathariya, 2007)。水力発電プラントの更新には、手順を決定する上で重要な役割を果たす水力学、機械的、電氣的、及び経済的要素が多いため、体系的なアプローチが必要となる。技術経済的な理由から、修繕、現行技術の適用、及び更新/寿命延長とともに増強 (水力発電プラントの規模の拡張) も考慮することが望ましい可能性がある。パフォーマンスが向上した水力発電機器を組み込むこともでき、その目的は柔軟なピーク時運用形態に対する市場の需要を満たすことである場合が多い。稼働している既存の世界の水力設備の大部分は、2030 年までにある程度現行技術を適用する必要がある (SER, 2007)。水力発電プラントの改修または改良は、水力タービン及び発電機の効率の向上によって、水力発電の漸進的な増加にもつながる。

さらに、水力発電プラントを持たない既存のインフラ (既存の用水路、堰、ダム、水路落差工、水供給システムなど) を、新しい水力発電設備の追加によって補修することも出来る。世界に 45,000 ある大型ダムの大部分は水力目的ではなく、灌漑、洪水調整、航行、及び都市水供給計画を目的として建設されたものである (WCD, 2000)。これらへの水力タービンの追加設置は、現在は大型貯水池の約 25%しか水力発電に利用されていないため、大きなポテンシャルを持っている可能性がある。たとえば、インドでは 1997 年から 2008 年にかけて、約 500MW が既存の施設で開発された。アメリカの最近の研究は、現在、水力発電能力を持たない 2,500 基のダムに水力発電能力を追加することで約 20GW を導入出来ることを示している。

5.4 市場、産業の発達の世界的、地域的狀態

5.4.1 既存の発電

水力発電プラントによる発電量は、1973 年の 1,295TWh (4.7EJ) から 2008 年において 3,288TWh (11.8EJ) ¹¹まで約 25%の上昇を見せた (IEA, 2010a)。これは、主に中国及びラテンアメリカ (それぞれ 585TWh (2.1EJ) 及び 674TWh (2.5EJ) に到達した) における生産の増加によるものである (図 5.11 及び 5.12)。

¹⁰ Centre for Environmental Design of Renewable Energy: www.cedren.no/.

¹¹ これらの図は、第 1 章で示したものとは少し異なっている。

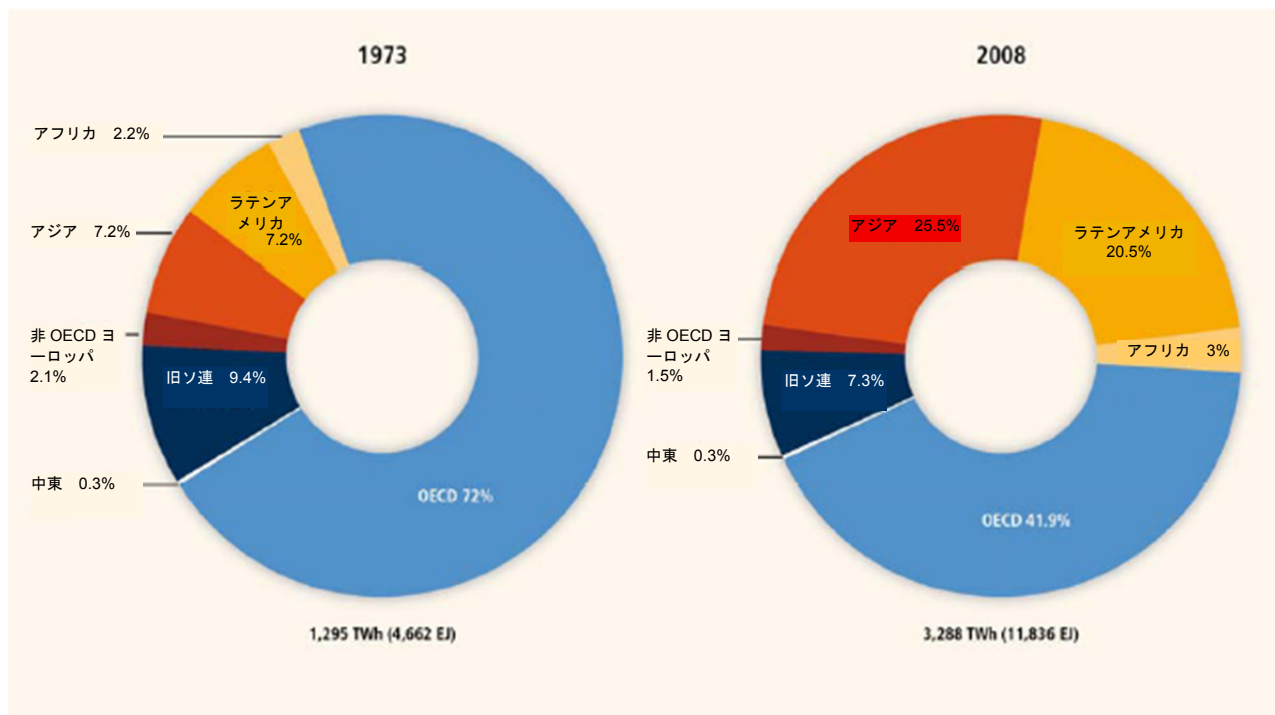


図 5.11: 1973 年及び 2008 年における水力発電の地域ごとの割合（IEA, 2010a）

159 か国において、水力発電によるある程度の発電が行われている。5 か国（中国、カナダ、ブラジル、アメリカ、及びロシア）が、世界の水力発電の半分以上を占めている。しかし、これらの国の電力構成における水力発電の重要性は異なっている（表 5.4）。一方で、ブラジル及びカナダはこの供給源に大きく依存しており、それぞれにおいて国内総発電量の内 83.9%及び 59%の割合を占めているが、ロシア及び中国ではその割合はそれぞれ 19.0%及び 15.5%である。

表 5.4: 主要な水力電力生産国とその総設備容量及び電力構成における水力発電の割合。出典: IJHD（2010）

国	設備容量 (GW)	上位 10 生産国に基づく国	国内総発電量に占める水力の割合 (%)
中国	200	ノルウェー	99
ブラジル	84	ブラジル	83.9
アメリカ	78.2	ベネズエラ	73.4
カナダ	74.4	カナダ	59.0
ロシア	49.5	スウェーデン	48.8
インド	38	ロシア	19.0
ノルウェー	29.6	インド	17.5
日本	27.5	中国	15.5
フランス	21	イタリア	14.0
イタリア	20	フランス	8.0
世界のその他の地域	301.6	世界のその他の地域***	14.3
世界	926.1	世界	15.9

注: ***水力発電を行っていない国を除く

中国、カナダ、ブラジル、及びアメリカは合わせて、世界の水力発電（TWh/EJ）の 46%以上を占めており、設備容量（GW）で見れば上位 4 개국を示している（IEA, 2010a）。図 5.12 は、国別の水力発電量を示している。10 の主要な水力電力生産国の内 5 개국（カナダ、アメリカ、ノルウェー、日本、及びスウェーデン）が世界有数の産業国である点は注目に値する。20 世紀の大半でのこれらの国の工業化過程において基礎となる、主な電力集中部門の導入と統合において、水力発電資源の利用の可能性が重要であったことを考えれば、これは偶然ではない。

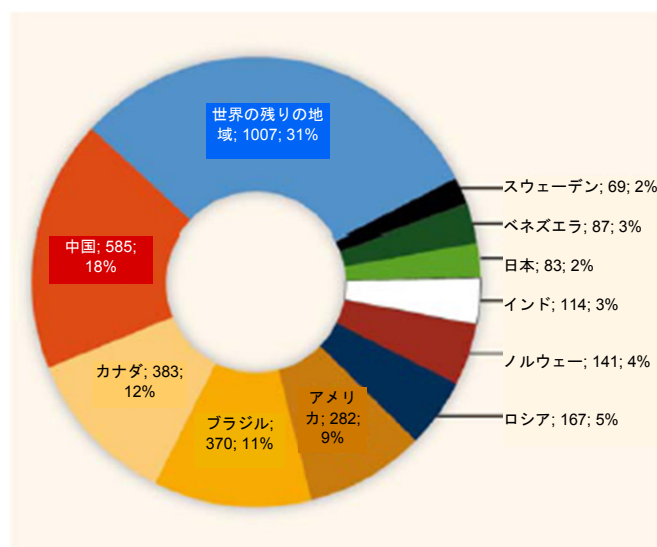


図 5.12: 国ごとの 2008 年の水力発電量（総発電量（TWh）及び各国の世界に占める割合）（IEA, 2010a）

水力発電の大幅な成長にもかかわらず、世界規模での水力発電の割合は、過去 30 年間（1973～2008 年）で 21%から 16%に低下している。これは、電力需要及びその他のエネルギー技術の展開が水力発電容量よりも急速に増加してきているためである。

5.4.2 水力発電産業

多くの水力発電プラントが 30～60 年前に建設されたヨーロッパ、アメリカ、カナダ、ノルウェー、日本などの先進国の市場では、水力発電産業は、許認可再取得及び修繕に加え、既存のダムへの新しい水力発電の追加に焦点が当てられている。中国、ブラジル、エチオピア、インド、マレーシア、イラン、ラオス、トルコ、ベネズエラ、エクアドル、ベトナムなどの新興市場では、公益事業者及び民間開発業者が大規模な新しい水力発電建設を進めている（116GW の容量で建設中; IJHD, 2010）。カナダは、世界的に新しい施設の導入において未だに 5 本の指に入る水力発電市場である。水力発電市場がほぼ 2 倍になった 2006 年以降、全体的には高い水準がしばらく続くと予想されているが、水力発電設備の発注は 2007 年及び 2008 年のピーク時と比較して 2009 年及び 2010 年に低くなった。新しい水力発電建設に対する政府の政策支援の増加（5.4.3 及び 5.10.3 節）に伴い、水力発電関連の産業活動は、2000 年以降の平均と比較して今後数年は増加すると予想されている（IJHD, 2010）。水力発電及びその産業は成熟しているため、この産業は出現する需要を満たすことが出来ると予想されている（5.9 節を参照）。2008 年に水力発電産業は世界的に 40GW 以上の新しい容量を導入し（IJHD, 2010）、2009 年には 31GW が追加されている（REN21, 2010; 第 1 章を参照）。

5.4.3 政策の影響¹²

水力発電インフラ開発は、国家、地域、及び世界の開発政策と密接に関係している。水力発電は、安定したエネルギー供給安全保障への貢献及び国家の化石燃料に対する依存性の低減の役割を超えて、貧困緩和及び持続可能な開発の機会をも提供する。水資源の管理の良好な実施には国境を越えた河川流域における取り組みが必要であるため、水力は地域協力にも貢献出来る（5.10 節も参照）。加えて、多目的の水力は、気候変動によって発生する水文学的変動に対する国家の適応能力を強化することが出来る（World Bank, 2009）。

水力開発における主な課題は、環境的及び社会的影響の貧弱な確認及び管理、不十分な水文学的データ、予想していない不利な地質条件、包括的な河川流域計画の欠如、財政支援の不足、地方の熟練した人材の不足、地域的協調の不足など、多くの関連するリスクと関係している。これらの課題は、多かれ少なかれ、多くの政府、国際融資機関、専門職協会、及び非政府組織（NGO）によって、政策レベルで取り組むことが可能であり、かつ実際に取り組

¹² 非技術的な政策問題については、本報告書の第 11 章で取り上げている。

みが行われている。様々な課題に取り組む政策イニシアチブの例は、5.6.2 及び 5.10 節で示す。

様々な障壁によって生じる課題は、公共政策、投資のための適切な環境の必要性への配慮、安定した規制枠組み、研究及び技術開発のためのインセンティブによって取り組み、解決することが出来る (Freitas and Soito, 2009; 第 11 章を参照)。第 11 章で大まかに取り上げたように、特定の形式及び種類の水力発電を支援するために、各国で様々な政策が成立してきた。さらに広く見れば、国ごとの政策に加え、水力の開発において、炭素市場、財政支援、管理及び許認可手順、及び規模に基づく分類方式など、いくつかさらに広範な政策問題が特に重要であることが分かっている。

5.4.3.1 国際炭素市場

その他の炭素削減技術と同様、炭素クレジットは追加的な資金をもたらすことで、プロジェクトのリスクを減らし、それによって融資の確保を助け、水力発電に恩恵を与えることが出来る。クリーン開発メカニズム (CDM) は水力発電に固有のものではないが、クリーン開発メカニズム及び共同実施 (JI)、ひいては既存の炭素クレジット市場に対して、最も大きく寄与しているものの 1 つである。部分的には、これは新しい水力開発が投資資本を必要とする開発途上国を対象にしており、国際炭素市場がその資本への 1 つの潜在的な経路を提供しているということが要因となっている。2010 年 3 月 1 日までにクリーン開発メカニズム理事会が登録した 2,062 件のプロジェクトの内、562 が水力発電である。達成される認証排出削減量の予測量を考えると、登録された水力発電は 2012 年までに年間 50Mt 以上の二酸化炭素 (CO₂) 排出を削減すると予想されている。中国、インド、ブラジル、及びメキシコは、実施されているプロジェクトの約 75% を占めている。

5.4.3.2 プロジェクト財政支援

水力発電は、既存の市場エネルギー価格よりも比較的低いコストで電力を提供出来ることが多い (5.8 節を参照)。それにもかかわらず、先行投資の高さが投資の妨げとなることが多く、他の点では経済的に実行可能な水力発電も資金的に難しくなってしまう。このことに関係して、水力発電は、計画、認可、及び建設のリードタイムが長くなる傾向があり、開発リスクが上昇し、収益の発生が遅れる。そのため、特にプロジェクト認可に先立って水力の投資に対する民間部門の十分な信頼を創り出すことが主な課題の 1 つである。第 11 章で取り上げた種類の普及政策が、投資を促進するためいくつかの国で採用されている。また、アフリカなどの開発途上地域においては、連系及びより大きいエネルギー市場の形成が、需要を独占する買い手のリスクを下げることで投資家の信頼の形成を助けている。開発業者入札に先立って公的部門が行う実現性及び影響の評価も、水力開発に対する民間部門の関心を高めることを助けることが出来る (WEC, 2007; Taylor, 2008)。しかし、長期計画及び規制プロセスによって発生する不確実性を考慮した適切な財政支援モデルの開発、公的及び民間部門の最適な役割の発見は、現在でも水力開発の重要な課題である。

5.4.3.3 管理及び許認可過程

水力は、公的資源であると認識されることが多く (Sternberg, 2008)、これは貯水池の耐用年数が 100 年を超える可能性があることによってさらに強調されている。しかし、利権認可期間、権利使用料、水利権などに関する利権の判定及び構造化の慣行など、法的枠組みは国ごとに異なっている。環境許認可手順も大きく異なっている。以前は公的部門が管理していたものにおける民間部門の関与の増加に伴い、水力を巡る契約上の調整がますます複雑になってきている。現在、環境、社会的指標と許認可過程が強く意識されるとともに、関係者の数が増え、商業上の説明責任が大きくなっている。明らかに、ライセンス及び利権の認可において政府が確立する政策及び手順は、水力開発の成果に影響を与えるだろう。

5.4.3.4 規模による分類

最終的には、多くの政府及び国際機関は、特定の計画における水力発電プラントの適性を確立するに当たって、設備容量 (MW) によって定義される「小規模」水力と「大規模」水力の様々な区分けに頼ってきた。大規模水力発電プラントは対立及び利害関係を生む可能性があることが良く知られているが (WCD, 2000)、たとえ物理的規模の増加によって特定の水力発電プラントの全体的な影響が大きくなる可能性があるとしても、水力発電プラントの環境的及び社会的影響は規模そのものから推測することは不可能である (Egré and Milewski, 2002; Sternberg, 2008)。その強固な根拠の欠如にもかかわらず (5.3.1 節を参照)、これらの分類は政策及び財政支援に大きく影響してきた (Egré and Milewski, 2002)。

イギリスの再生可能エネルギー使用義務制度¹³においては、対象となる水力発電プラントは 20MW 以下の規模でなければならない。同様にいくつかの国で、固定価格制度はより小規模のプロジェクトを対象としている。たとえば、

¹³再生可能エネルギー使用義務指令 2006, No. 1004 (ROO 2006) : www.statutelaw.gov.uk

フランスでは、設備容量が12MWを超えないプロジェクトのみが対象となっている¹⁴。ドイツでは、最大容量は5MWと設定されている¹⁵。インドでは、5及び25MW以下の規模のプロジェクトは、より規模の大きいプロジェクトでは利用出来ない促進支援を得ることが出来る。世界の多くの先進国及び開発途上国において、例えばインドネシアなどでは、同様の取り組みが存在している¹⁶。プロジェクトの規模は、追加的な政策支援においては、その環境的及び社会的影響、または財務的ニーズのどちらにおいても完全な指標ではないため、これらの分類は社会的に便益のあるプロジェクトの開発を妨げる場合もある。

国際的及び地域的な気候政策に関しても、同様の懸念が持ち上がっている。水力発電は、温室効果ガス排出量の削減に有効であると認識されており、京都議定書の柔軟性メカニズムにも含まれているが、これらのメカニズムは規模及び種類によって水力発電プラントを差別化している。たとえば、気候変動枠組条約 (UNFCCC) クリーン開発メカニズム理事会は、貯水池式水力発電がクリーン開発メカニズム・クレジットの適用を受けるためには、出力密度指標 (PDI: W/m^2 で表される設備容量/貯水池面積) によらずにはならないと確定した。出力密度指標は、貯水池からの仮の温室効果ガス排出量を示している。クリーン開発メカニズム理事会は、2006年2月に、「貯水池からの排出を伴うプロジェクトの場合には排出係数を $90\text{g CO}_2\text{eq/kWh}$ とし、出力密度が 4W/m^2 以上 10W/m^2 以下である水力発電プラントは、現在承認されている方法を利用することが出来る」が、「 4W/m^2 以下のものは現在の方法を利用することは出来ない。」とした。しかし、設備容量、貯水池の面積、及び貯水池で働く様々な生物地球科学的過程の間の関連性は薄い。仮定の話であるが、出力密度指標に基づけば、2つの同一の貯水池式水力発電プラントにおいて、その気候帯や浸水したバイオマスと炭素フラックスは関係がなく、炭素排出量が同じになる (5.6.3節を参照)。そのため、出力密度指標の規則は、意図せず社会的に便益を生む水力発電の開発を妨げ、同時に、より便益の低いプロジェクトを支援してしまう可能性がある。EU 排出量取引制度及び関係する取引市場も同様に、小規模水力発電所と大規模水力発電所に対して異なる扱いをしている¹⁷。

5.5 より幅広いエネルギーシステムへの統合

水力発電は、その取れる容量の幅の大きさ、柔軟性、貯水能力 (貯水池と組み合わせた場合)、及び単独システムでどんな規模の電力システムも運転出来る能力によって、幅広いサービスを提供することが出来る (第8章も参照)。

5.5.1 電力システムから独立した用途

水力発電は、国家または地域の送電システム、小規模システム及び単独システムを通して供給出来る。穀物の製粉、水の汲み上げ、及び機械の駆動に利用されているイギリス、ネパール、インドなどの水車場は、機械的及び電気的形式での自家エネルギーとして水力が利用されている初期の証拠である。茶及びコーヒー・プランテーション産業に加え、小島及び開発途上国も、孤立した地域におけるエネルギー需要を満たすために水力を未だに利用し続けている。

ここでは、自家発電プラント (CPP) はあらゆる個人または集団が主にその構成員のために発電を行う目的で設置した発電所と定義する (Indian Electricity Act, 2003)。自家発電プラントは、分散型の単独システムと見られることが多く、一般的に個人 (集団) の財産により自身の電力需要を満たすために建設する。システムへのアクセスが自由な規制の少ない電力市場においては、水力発電プラントも、短期的な市場の不確実性及び不安定性を切り抜けるために、アルミニウム精錬所、紙パルプ工場、鉱山、セメント工場などのエネルギー集約型産業によって自家目的で設置されることもある (Shukla et al., 2004)。電力不足に直面しているインドなどの新興国の経済圏の政府の場合、自家発電プラントは、分散型電源と民間企業の参加を促進することで、信頼性の低い電力供給システム及び高い産業用電気料金に対処する手段の1つともなっている (Shukla et al., 2004)。

5.5.2 地方の電化

国際エネルギー機関 (IEA, 2010c) によれば、14億人の人々が電力にアクセス出来ないとされている (9.3.2節を参照)。5.5.1節の議論に関係して、小規模水力 (SHP) は、十分な水力の技術的ポテンシャルを持つ地方において分散型電力供給を提供出来るため、そういった状況下において経済的に実行可能な供給源となる可能性がある (Egré and Milewski, 2002)。事実、小規模水力は、すでにいくつかのへき地の地方における経済開発において重要な役割を果たしている。中国では、小規模水力発電プラントがへき地の地方電化で最も成功した例の1つであり、合計容量は55,000MWを超え、年間発電電力量は160TWh (576PJ) に達する45,000以上の小規模水力発電プラントによって、3億人以上が恩恵を受けている (Liu and Hu, 2010)。一般的には、小規模水力は単独システム、非システム連系及び集中型システムの環境において見られる。コストの75%が適用場所により異なるため、適切な場所の選択が重要な課題

¹⁴ Décret n° 2000-1196, 固定価格制度の対象となる再生可能資源からの発電のためのシステムの様々なカテゴリーに対する容量限界に関する法令: www.legifrance.gouv.fr

¹⁵ EEG, 2009 - 再生可能エネルギー及び鉱物資源法: bundesrecht.juris.de/eeg_2009/

¹⁶ エネルギー・鉱物資源大臣規制, No.31 (2009年)

¹⁷ Directive 2004/101/E, C article 11a(6), www.eur-lex.europa.eu

となる。さらに、単独システムにおいては、自然の季節流量変動があるため、乾季にも継続的な電力供給を保証するために水力発電プラントは他の発電源と組み合わせる必要がある（World Bank, 2008）、雨季には電力の生産が過剰になる可能性がある。このような要素を、計画段階で考慮しておく必要がある（Sundqvist and Wärlind, 2006）。

一般的に、小規模水力は以下のような特徴を持つ。

- ・ 自流水であることが多いが、かならずしもそうであるわけではない。
- ・ ダム、用水路などの既存のインフラを利用出来る。
- ・ 高価な高圧配電設備を避けるため、村に近い場所に設置される。
- ・ ポンプを水力タービンとして、モーターを発電機として利用し、1組の水力タービン/発電機の組み合わせとして使うことが出来る。
- ・ 建設期間中の材料と労働力及び土木工事用の現地の材料の両方において、現地調達率が高い。

西部カナダの最近の例¹⁸は、小規模水力は、化石燃料ディーゼル発電を水力発電で代替することで先進国のへき地のコミュニティにおける解決策にもなり得ることを示している。

全体的に見て、地方における小規模水力の開発は、環境的、社会的、技術的、及び経済的問題を伴う。そのような環境下において、現地管理、所有者及びコミュニティの参画、技術移転、及びキャパシティービルディングは、持続可能な水力発電プラントにとって基本的な問題となる。

5.5.3 水力によって提供される電力システムサービス

水力発電は、どんなときでも利用可能な「燃料」（水）の量は水力発電プラントにつながる河川の流れによって決まるという点において、火力発電と異なっている。自流水水力発電プラントは、大規模なものは河川流量を調節する能力を限定的に持つ場合もあるものの、大量の水を貯める貯水池は持っていない。一方、貯水池式水力は、水力発電のタイミングと変動する河川流量を大きく分離することが可能である。大規模な貯水池であれば、河川流量の季節による変化または複数の季節を跨いだ変化に対応するのに十分な貯水が可能であるが、小規模な貯水池では、日または週単位での河川流量に対応する貯水が可能である。

水力発電プラントの規模と比較して非常に大きい貯水池（または非常に安定した河川流量）がある場合、その水力発電プラントは年間を通してほぼ一定したレベルで発電することが（つまり、ベース負荷対応発電プラントとして運転することが）出来る。一方、水力発電所の容量が貯水池の総貯水容量を大きく上回ると、その水力発電プラントが発電電力量に制限があるとみなされる場合がある。このような発電電力量に制限がある水力発電プラントは、年間を通して定格の容量で運転し続けられ、その「燃料供給」を使い切ってしまうこととなる。このような場合、貯水池の貯水は、河川流量のみによって決まる時間ではなく、電力システムの視点から見て最も価値がある時間に水力発電を行うことが出来るようにする。電力需要は日中と夜間、また1週間の間、及び季節によっても異なるため、貯水池式水力発電は電力システムからのニーズが最も大きくなる時間に合わせることが出来る。これらの時間はある程度電力需要のピーク時間帯に含まれる。需要が大きい時間に水力発電プラントを運転して発電することは、ピーク対応運転（ベース負荷運転と対比して）と呼ばれる。しかし、貯水池式水力発電の場合でも、その貯水規模、水力発電プラントの定格発電容量、及び灌漑、レクリエーション、または河川流の環境利用による下流への流量の制約によって、さらに制限を受ける。水力発電のピーク運転は、放水口が直接河川につながっている場合、河川の流量、河川水で覆われる範囲、河川の深度及び流速の急激な変化につながる。従って適切に管理されない限り、その場所の状況によって、河川に対する悪影響につながる可能性がある（5.6.1.5 節を参照）。

系統需要が大きい期間に常に水力発電を行うことで、同じ需要を満たす火力発電の必要性を埋め合わせることが出来る。水力発電プラントの表示設備容量に水力を加えることで確実に満たすことが出来る需要の量の割合は、容量価値と呼ばれる。需要が大きい期間も常に河川流量を保つ自流水水力であっても高い容量価値を持つことが出来るが、貯水能力の追加によって容量価値を火力発電プラントに匹敵する水準まで増加させることが出来る（8.2.1.2 節を参照）。

電力需要を満たすエネルギー及び容量の提供に加えて、水力発電は、電力システムを確実に運用し、その他のサービスの提供を可能にする、いくつかの特徴を持っていることが多い。水力発電プラントは燃焼の代わりに重力を活用して発電を行うため、火力発電よりも急な発電電力の低減から影響を受けにくいことが多い。水力発電プラントは、即座に少ない始動コストで発電を開始して発電量を急速に変更でき、効率的に発電を行うことの出来る発電レベル（部分負荷効率）の幅が広いこと、運用上の柔軟性も実現出来る（Haldane and Blackstone, 1955; Altinbilek et al., 2007）。効率を大きく下げることなく系統需要に対応して出力を急速に変えることが出来るため、水力発電プラントは調整

¹⁸ カナダ天然資源省（2009年）。単独システムの事例研究：ブリティッシュコロンビアにおける Hluey Lake project: www.retscreen.net/ang/case_studies_2900kw_isolated_grid_internal_load_canada.php

及び負荷追従と呼ばれる平衡化サービスの提供にも適している。上流の貯水池式水力発電と直列配列され協調して運転される自流水式水力発電プラントも同様に、一団の水力発電プラントの全体的な制御及び需給調整能力に寄与する可能性がある。また、設備及び運用手順が適切であれば、水力発電は、送電ネットワークに頼らずに発電所の運転を復帰する能力を使うことが出来る（試送電（ブラック・スタート）機能）（Knight, 2001）。

全体として、水力は、重要な負荷追従及び需給調整能力、ピーク出力、及び電力品質への特性を持ち、信頼性の高い電力サービスを保証する上で重要な役割を果たすことが出来る（US Department of the Interior, 2005）。

5.5.4 再生可能エネルギーを含む他の発電方法に対する水力による補助

現在、世界的に電力系統は、幅広い容量の水力に依存している。この水力発電能力の範囲内において、電力系統運用者は、他の種類の発電ユニットを持つ水力発電プラントの運用の調整を含め、水力特有の役割を考慮した経済的配分方法を開発した。特に、多くの火力発電プラント（石炭、気体または液体燃料、または原子力）は、単位出力当たりの燃料消費及び排出量が最小となる最適熱効率に到達するまでに長いリードタイム（ガスタービンの場合は4時間、蒸気タービンの場合は8時間以上であることが多い）を必要とする。統合されたシステムでは、貯水池式水力発電プラントによって実現する高い柔軟性で、火力発電プラントの始動及び停止の頻度を減らすこと、需要または供給パターンが変化した場合の供給と需要のバランスの維持による火力発電プラントの負荷追従負担を軽減すること、及び火力発電ユニットが最大熱効率で運用出来る時間を増やすことが可能になる。たとえば、一部の地域では、原子力や化石燃料発電プラントがベースロード・ユニットとして運用され、水力発電プラントは変動性のあるピーク負荷需要への対応に利用されている。

揚水式水力貯蔵は、その他の電源のサポートをさらに増加させることが出来る。揚水式水力貯蔵の場合、部分的な負荷で低い効率で稼働するか、停止する時間（低負荷期間）においても火力発電プラントからの出力をポンプによって利用することが出来る。揚水式発電プラントは、ピーク需要期間中の発電のために蓄える水を貯蔵している。揚水式発電プラントは、平衡化及び調整サービスの提供において貯水池式水力発電プラントとほとんど同じ能力を持っている。

しかし、揚水式水力は通常、エネルギー源というわけではない。揚水式の水力、機械、及び電気効率は、65～80%の幅で全体サイクル効率を決定する（Egré and Milewski, 2002）。揚水発電の上部貯水池が従来と同様の貯水池としても利用される場合、流域からの流入が揚水によって発生するエネルギー損失を相殺する可能性がある。そうでない場合、正味の損失は、揚水式水力の正味のエネルギー消費となる。従来と同様の貯水池式水力発電プラントには、揚水技術を組み込んで、貯水池式及び揚水式水力発電プラントの特性を併用することも出来る（SRU, 2010）。電力系統における揚水式水力の利用及び便益は、既存の発電プラントの全体的な構成と送電系統の構造に依存する。揚水式は、アメリカ、日本、オーストラリアにおいて、それぞれ総発電容量の約 2.2%、10.2%、18.7%を占めている（Deane et al., 2010）。系統において電力を貯蔵する様々な技術が、世界の様々な地域の選択された大規模な貯蔵サイトに関して、図 5.13 で Vennemann et al. (2010) によって比較されている。

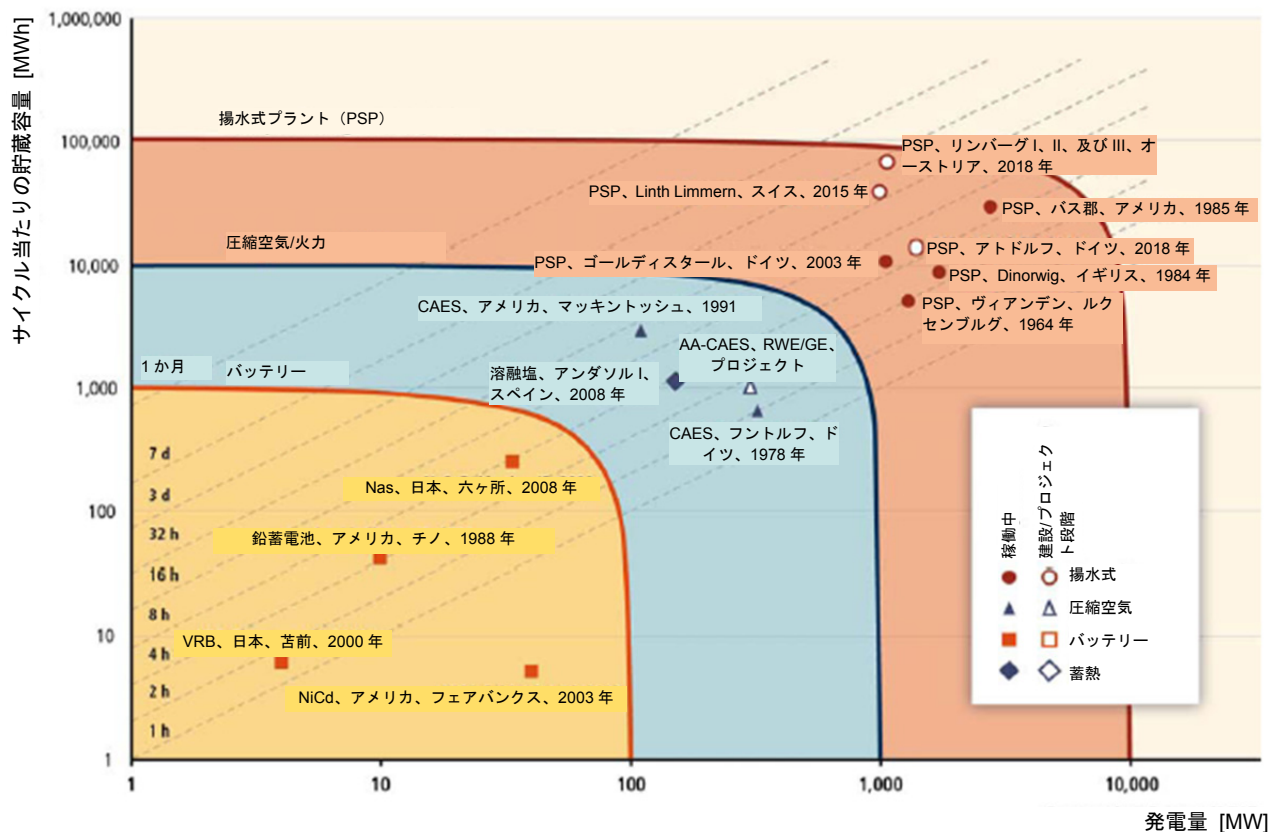


図 5.13: 選択された大規模な電力貯蔵サイトの貯蔵及び設備容量 (Vennemann et al., 2010)

注: PSP=揚水式プラント; CAES=圧縮空気エネルギー貯蔵; AA-CAES=先進断熱圧縮空気エネルギー貯蔵; バッテリー: NaS=ナトリウム硫黄、NiCd=ニッケルカドミウム、VRB=バナジウム酸化還元バッテリー

化石燃料及び原子力発電の補助に加えて、水力は変動性のある再生可能電源の統合における問題の解消を助けることも出来る。たとえばデンマークでは、変動性のある風力発電が高レベルにあることが（年間エネルギー需要の20%超）、一部、十分な貯水池式水力発電能力を有するノルウェーとの強力な連系（IGW）を通して対応されている（Nordel, 2008）。ヨーロッパとの連系を増やすことにより、デンマークやドイツにおける風力のシェアをさらに増加出来る可能性がある（SRU, 2010; 11.6.5 節も参照）。技術的観点から見れば、ノルウェー単体で10～25GWの範囲で揚水式施設を建設する長期的ポテンシャルを有しており、それによって既存の貯水池における数時間から数週間にわたる期間のエネルギー貯蔵が可能になり、現在の設備容量（29GW）がほぼ二倍になる（IEA-ENARD, 2010）。

出力変動性のある発電が増加することで、電力システムに必要な調整及び負荷追従を含む平衡化サービスの量を増やすことも出来る（Holtinen et al., 2009 など）。同様に、大量のエネルギーを提供出来るが容量が限られた、変動性のある再生可能電源が高い割合を占めるシステムにおいて、水力の高い容量価値のポテンシャルを、ピーク火力発電プラントの代わりに、ピーク需要を満たすために利用することが出来る。

5.5.5 水力の信頼性及び連系の必要性

水力発電は、発電エネルギー及び発電容量に加えて、大規模な電力システムサービスを提供するポテンシャルを持っているが、水力発電プラントの連系及び信頼性のある利用には電力システムの変更も必要となる場合がある。電力システムへの水力発電の連系は、水力発電プラントから需要の中心地への十分な送電容量を必要とする。かつては、新しい水力発電プラントの追加は送電ネットワーク拡張のためのネットワーク投資が必要であった（8.2.1.3 節を参照）。十分な送電容量がなければ、水力発電プラントの運用は制約を受け、発電プラントが提供するサービスは制約を受けないシステムで提供可能なレベル以下になる可能性がある。ネットワークの拡大とは別に、渇水年と豊水年の間の河川流量の変化も、十分な年間エネルギー総需要の充足を保証する上で重大な懸念となる可能性がある。十分な発電量を確保するため、様々な種類の水力発電電源または水力が中心の電力システムと、火力が中心の電力システムの間の強い連系が、既存のシステムにおいて利用されてきた（8.2.1.3 節を参照）。将来的には、その他の再生可能資源との連系によっても、十分なエネルギーを確保出来る可能性がある。たとえば、風力発電及び直接的太陽エネルギーによる発電は、後のピーク負荷時間帯に水力が発電するためにダムの水を節約することまたは貯水すること、もしくは

はオフピーク時に余剰となる発電電力を揚水式水力発電プラントで使っておくことで、水力によってまかなう需要を低減するために利用することが出来る。

5.6 環境的及び社会的影響¹⁹

すべてのエネルギー及び水管理オプションと同様、水力発電は環境及び社会に対し、好ましい影響と好ましくない影響の両方を与える。環境面而言えば、水力には地方及び地域のレベルで大きな環境フットプリントがあるが、マクロ生態学的には利益をもたらす。社会的影響に関して言えば、水力発電のプロジェクトは貯水池または建設場所の中や周辺に生活するコミュニティの移住、下流のコミュニティへの補償、公衆衛生問題、その他を伴う可能性がある。しかし、便益の共有方法に関して重要な問題が残るものの、適切に設計された水力発電プロジェクトは社会経済的発展を推進する可能性がある（Box 5.1 を参照）。

各水力発電プラントには、地理的な位置に特有の特徴、周辺の社会、環境に合わせて独自の設計が行われているため、環境及び社会的影響の大きさに加え、その好ましい或いは好ましくない影響の程度も、場所への依存度が高い。水力発電プラントの規模は、それ単体では環境的成果を予測する適切な基準とはならないが、多くの影響が貯水及び貯水池の存在に関係しているため、それらは全ての水力発電プラントの種類に当てはまるわけではない（表 5.5 を参照）。5.6.1 節は、様々な種類の水力発電の開発から生じる主な環境的及び社会的影響に加え、好ましくない影響を緩和し、好ましい結果を最大化するために実行出来る実践的な多くの緩和措置を要約している。持続可能な水力開発の既存のガイダンスに関するより詳細な情報は、5.6.2 節で示している。水力は、稼働中に直接的な大気汚染物質や廃棄物を出さず、ライフサイクルのほとんどの段階において生じる温室効果ガス排出量も小さい。しかし、貯水池からのメタン（CH₄）排出量は特定の条件下で大きくなる可能性がある。そのため、貯水池の造成によって発生する温室効果ガス排出量の正味の変化を正しく評価する必要がある。水力のライフサイクル温室効果ガス排出量は、貯水池の炭素収支及びその他のライフサイクルの側面の科学的状況を含め、5.6.3 節で解説している。

5.6.1 典型的な影響及び潜在的な緩和措置

影響の種類や大きさはプロジェクトによって異なるが、過去数十年間で得た問題の管理や解決の経験に沿って、いくつかの典型的な影響について説明することは可能である。回避不可能な影響もあるものの、緩和策の成功例の経験が示すように、それらは軽減または補償可能である。様々な種類の水力に関係した影響の効果的な評価及び管理に関して、情報が系統的に収集されてきた（IEA, 2000a; UNEP, 2007）。中でも最も効果的な措置は、設計段階において早期に持続可能性の低い選択肢を除くことによる影響の回避である。

すべての水力発電施設は、主に、水理的な変化、ダム、堤、また堰の建設により、土砂の流下や魚の回遊の生態的継続性の分断によって、河川の生態環境に影響を及ぼす。しかし、河川の物理的、化学的、及び生物学的変化の度合は、水力発電プラントの種類に大きく依存している。自流式水力発電は河川の流域には影響しないが、貯水池式水力発電における貯水池の構築には流れの速い河川の生態系を穏やかな池の生態系に転換することによる大きな環境変化を伴う。水力発電が河床形状、水質、動物相、及び植物相に悪影響を与える程度は、場所による違いが大きく、緩和措置にどのような資源を割くことが出来るかという点にもある程度依存している。生態的影響及びそれに対する潜在的な管理方法のより詳細な要約については、5.6.1.1～5.6.1.6 節で解説している。

水力発電プロジェクトの地方及び地域のコミュニティ、土地利用、経済、安全衛生、または文化遺産に対するその社会的影響の程度は生態上への影響と同様、プロジェクトの種類や場所によって異なる。一般的に自流式発電による社会的変化は小さいが、人口密度の高い地域における貯水池の構築には、移住に関する大きな問題及び下流域の住民の生活への影響が伴う。影響を受けるコミュニティの生活水準の回復や向上は、過去に様々な形で上手く管理されてきた長期的かつ難しい課題である。水力発電プラントが社会経済的発展の促進に寄与するかどうかは、生産されるサービスや収益が複数のステークホルダーの間でどのように共有、分配されるかに大きく依存している。水力発電プラントは、発電だけでなく、河川水の貯水のスキームを通して洪水や干ばつから守るとともに、複数のその他の水に依存した活動（灌漑、航行、観光、漁業、地方自治体への十分な給水など）を促進することによって、地方コミュニティの生活条件及び地域の経済に対して良い影響も与える。しかし、地方の影響を受けるコミュニティ、政府、投資家、及び事業者の間でのこれらの収益の分配に関して、必然的に問題が発生する。この領域における主な課題は、影響を受けるコミュニティ、特にその土地に先祖から住んでいる人たちなどの社会的弱者の公平な扱い、再定住（必要な場合）、公衆衛生、及び文化遺産価値の適切な管理である。これらについては、5.6.1.7～5.6.1.11 節でより詳細に解説する。

全体的に見て、持続可能性のためには、エネルギー及び水管理サービスに対する地域の需要に照らして、水力発電の好ましくない影響、好ましい影響を評価することが重要である。様々な水力発電の種類に関係する主なエネルギーと水管理サービス、及び特有の環境的特徴の概要は、表 5.5 で示されている。

19本報告書で取り上げるすべての再生可能エネルギー源の社会的及び環境的影響の包括的評価は第9章で示している。

水力と環境に焦点を当てた 10 年にわたる IEA の研究の結果では、持続可能な水力発電を実現する上で注意深く評価、管理する必要があるデリケートな問題が 11 個あるとされている。これらのピアレビューされた報告書は、この分野に関係する民間機関、政府機関、大学、研究機関、及び国際組織の協力の下、1996 年から 2006 年にかけて IEA の水力技術と計画に係わる実施協定によって作成された。これらは、16 か国からの 112 人以上専門家が関わる、200 以上の事例研究に基づいており、水力に関する社会的、環境的問題の管理に関して現在利用可能なものの中で最も包括的な国際的情報源であると考えられる。別の参考文献が言及されていない限り、5.6.1.1～5.6.1.11 節はこれらの 5 つの IEA 報告書の結果に基づいている（IEA, 2000a,b,c,d,e）。

表 5.5: 水力発電の種類、その主なサービス、特有の環境的と社会的特徴（出典: IEA, 2000d; Egré and Milewski, 2002）。具体的な影響を取り上げた 5.6.1 節内の小節の数は括弧内に示されている。

水力発電プラントの種類	エネルギー及び水管理サービスの種類	主な環境的及び社会的特徴（対応する小節）
すべて	再生可能な発電 水管理オプションの増加	魚の回遊と航行の障壁（1, 6），及び堆砂輸送（4） 河床と岸線の物理的改変（1）
自流式	発電出力プロファイルにおける柔軟性の限定及び変動の増加 水質（水量は含まない）管理	発電所がダム尻にある際は河川流量が変化しない。 さらに下流に位置する際は取水口と発電所間の流量が減少する（1）
貯水池式（貯水）	エネルギー及び水の貯蔵容量 柔軟な発電出力 水量と水質管理、地下水の安定化、水供給及び洪水管理、5.10 節も参照のこと	生態系と生物多様性（1、5、6）、コミュニティ（7～11）に対する影響につながる、貯水による自然、人間環境の変化（2） 河川の流れの量と季節パターンの変化（1）、水温と水質の変化（3）、土地利用変化に関する温室効果ガス排出（5.6.2 節を参照）
多目的	貯水池のある水力発電所: その他の用途の水消費に依存	貯水池のある水力発電所: 潜在的な水利用の対立: 地域の発展のドライバー（Box 5.1 を参照）
揚水式	エネルギーと水の貯蔵容量、揚水によって総合的に生産を上回る電力の消費 水管理のオプションはない	影響が狭い地域に限定される: 時おり周辺の河川からの水を交換するだけの分離されたシステムとして河川流域系の外で運用されることが多い。

5.6.1.1 流況

水力発電は貯水池が含まれる場合、河川の流れの状態を変化させる可能性がある。自流式プロジェクトは、河川の流れのパターンにわずかしき影響しないため、下流におけるプロジェクトの影響は少なくなる。

貯水池のある水力発電プラントは、下流の流れの状態（流出の量及びタイミング、及びそれに伴う水位）を大きく変化させ、下流の短い範囲における水温を変化させる可能性もある。河川の分水を含む一部の自流式水力発電は、分岐経路にそって流れを変化させる可能性がある。物理的及び生物学的変化は、水位、時期、及び温度の変化に関係している。流れの状態の大きな変化は、海水の侵入の程度が河川水の流量に依存している河川の河口における変化につながる可能性がある。

傾斜、流速、及び水深も、堆砂を運ぶ能力及び浸食に影響する重要な要因である（5.6.1.4 節）。一般的に、大型のダムの建設によって、三角州への堆砂負荷が減少する。

年間流量パターンの変化は、河川内と岸沿いの自然の水生生息環境と陸上生息環境に大きく影響する可能性がある。水流の調整の結果として自然の大洪水がなくなること、その構造物から下流に位置する氾濫域の自然のライフサイクルが変化する。これは、植生構成種及び群集構造に影響する可能性があり、それによって哺乳類と鳥類動物相が影響を受ける。一方、水力発電貯水池及び放水口のエリアから下流における水位の頻繁な（日または週ごと）変化は、哺乳類と鳥類両方に対する問題を発生させる可能性がある。突然の放流は、動物を溺死させ、水鳥の巣を流してしまうだけでなく、その他の水の利用者に対する公衆安全問題にもなる。これらの変化の規模は、適切な発電所運用と発電所放水の管理、調整池、情報と警告システムに加え、アクセスの限定によって緩和することが出来る。徹底した流量管理計画によって、生息環境と資源の損失を防ぐことが出来る。今後の潜在的な緩和措置としては、流量の減った河川における水位の維持または河口における海水侵入の防止のための重要な時期における制御した大水の放出及び堰の建設がある。

5.6.1.2 貯水池の造成

貯水池の造成は、陸上生態系の水生生態系への転換だけでなく、比較的流れの速い水流を穏やかな水域（人工湖）に変えることで河川の流れの状態に対して重要な変化をもたらす。そのため、最も効果的な影響回避の方法は技術的、経済的、社会的、及び環境的考察に基づいた湛水の範囲の限定であり、貯水池に最も適した場所を徹底して調査する必要がある。

水位の変化は、貯水池の岸線（水位低下地帯）の浸食と下流川岸に沿った浸食につながることが多い。貯水池の貯水後の植生または浸食管理を推進する方法には、岸の復元、河岸植生の強化、保護構造（砂利の堤防、捨石、蛇籠など）の設置、及び護岸と強化のためのバイオエンジニアリングなどがある。

貯水池の造成は、魚類の生息環境における深刻な変化を発生させる。一般的に、河川から湖への転換は、流れの速い水域を必要とする種には損害を与え、穏やかな水域に適応した種に有利となる（5.6.1.5 節を参照）。貯水池の高い植物プランクトン生産性のため、魚類生物量は全体的に増える傾向にある。しかし、魚類に対する貯水池の影響は、それらが商業的価値を持つか、スポーツと自活漁業において評価を受けている場合においてのみ、好ましいと判断され得る。水質が十分ではないことが判明した場合、価値のある種のためにその他の水域の質を向上させる方法を、影響を受けるコミュニティと協力して検討する必要がある。魚類群集及び貯水池地帯内外の漁場の発達を促進するその他のオプションには、産卵と生育生息環境の造成、魚類孵卵器の設置、養魚技術の導入、貯水池内の生物多様性の保護と両立可能で在来種と対立しない範囲での貯水池に適した商業的利益のある魚類の放流、魚の捕獲・加工・取引用の施設の開発、連絡道路、傾斜路、及び発着区域の建設または航行経路と漁場に沿った貯水に先立つ木の伐採、航行用マップと航行図の提供、流芥の回収などがある。

貯水池は陸上生息環境を置き換えてしまうため、浸水によって失われた種類の生息環境の保護や再生も重要となる（WCD, 2000）。一般的に、長期的な補償と強化措置は有益であるということが分かっている。今後の潜在的な緩和措置としては、失われた土地と同等かそれ以上の生物学的価値を有する地域と湿地の保護、生物学的目的と浸食防止のための貯水池と接している価値の高い土地の保護、雛を育成している水鳥のための地域の一部における新生の浸水林の保全、保全目的での貯水池の島の生息環境の改善、鳥類と猛禽類の営巣地の開発または強化、草食性哺乳類のための選択的伐採の実践、及び野生動物救済及び管理プランの実行がある。優れた実践の例は、一部の水力発電貯水池は Ramsar List of Wetlands of International Importance における「ラムサール」貯水池として登録され、新しい高い価値を持つ生態系とまで認識されていることを示している²⁰。

5.6.1.3 水質

水質が比較的悪く、人口密度の高い地域の一部では、酸素レベルを向上させ、河川からの数トンに及ぶ浮遊廃棄物を除去するため、または火力発電の温排水口による水温上昇を避けるために、自流式水力発電プラントが広く利用されている。しかし、貯水池は河川集水流域の中心となるため、その水質の維持が課題となることが多い。貯水池に入る都市、産業、及び農業廃水が水質問題を悪化させている場合、支持者やステークホルダーが、肥料及び農業の過剰な使用などを防止し、集水地域全体を含む適切な土地及び水利用計画において協調することは有益である。

貯水池に関係する水質問題はいくつかの要因に依存している。その要因は、気候、貯水池の形状と深度、貯水池内の水貯留時間、支流の水質、水没した地点の土壌や植生の量と組成、及び貯水の速さ（時間とともに利用可能なバイオマスの量に影響する）である。また、水力発電の運用については貯水池は、水質に対して好ましくない方向と好ましい方向両方において大きな影響を与える可能性がある。

水質問題は、将来の貯水池の形状と水理特性を考慮した場所の選定と適切な設計によって管理可能であることが多い。主な目的は、冠水面積の低減と貯水池における水貯留の最小化である。（貯水池の内部、下流の両方における水温成層、濁り、及び温度変化による）質の悪い水の放出は、選択取水口または複数の水位からの取水口によって減らすことが出来る。これは、酸素欠乏及び無酸素水の量の緩和も助ける可能性がある。酸素の欠如は、特に温暖気候において、貯水後の初めの数年におけるメタンの生成に寄与する可能性があるため、無酸素貯水池地帯の形成を防止する措置は潜在的なメタン排出の緩和にも有効である（詳細については 5.6.3 節を参照）。

洪水吐き、減勢池、または曝気堰などの脱ガスを促進する構造は、下流における気体の過飽和の回避において有効である。貯水域地域の貯水前の植物の除去を推奨する専門家もいるが、これは注意深く実行しなければならない。

²⁰ 国際的に重要な湿地に関するラムサール条約 (Ramsar Convention on Wetlands of International Importance) は、湿地及びその資源の保全及び賢明な利用に関する国家活動及び国際協力のための枠組みを提供する政府間条約である。この条約は、1971 年にイラクのラムサールで調印され、1975 年に発効した。国際的な重要な湿地のラムサール・リスト (Ramsar List of Wetlands of International Importance) (2009) 及びその他の情報は、<http://www.ramsar.org> で閲覧可能である。

その理由は、(i) 貯水の前に大規模な増殖が発生する（浸水すると急速に弱まる）場合があることと、(ii) 大量の栄養が急速に放出されること（焼却による植生除去の場合）により藻の異常発生が起これ、水質問題につながる可能性があるからである。商業運転に先立って貯水池を満たし、洗い流すことが水質の改善につながる状況もある。定期的なピーク流量の計画によって、水生雑草の漂流を増やし、雑草の成長に適した生息環境を減らすことができ、これによって望ましくない侵入種による問題を緩和することが出来る。水の濁度の上昇は、浸食に非常に影響を受けやすい岸線の保護、または下流の浸食を減らすような流れの状態の管理によって緩和することが出来る。

5.6.1.4 堆砂

河川の堆砂輸送能力は、水理特性（傾斜、流速、及び水深）、河床における堆砂の性質、及び集水域で利用可能な物質に依存している。一般的に、河川の堆砂負荷は、河床の堆砂及び集水域における浸食によって発生する堆砂から成る。ダムによって、流速及び水域の傾斜は減少する。結果として、堆砂物輸送能力が低下する。流量の低下は、堆砂輸送能力の低下及び土砂堆積の増加に寄与する。これは、黄河の下流域であったように、河床の上昇及び洪水リスクの増加につながる可能性がある（Xu, 2002）。影響の範囲は、河床の地形学的構造に加え土壌組成及び集水域の植被によって変化する河川流域の自然の堆砂負荷に依存する。カナダやノルウェーなどのように花崗岩の岩石が支配的である地域では、堆砂は一般的には問題とならない。堆砂負荷の大きい河川は、主に粒度の細かい土壌組成の乾燥地域及び半乾燥地域、または山岳地域において見られる。世界銀行の研究（Mahmood, 1987）では、既存の貯水池の総河川水貯蔵容量の約 0.5～1%が、堆砂によって毎年失われていると推定されている。同様の状況が、WCD（2000）及び ICOLD（2004）でも報告されている。気候変動は、水文学的過程、特に洪水に変化を与えるため、堆砂生成、輸送過程、河川内の堆砂フラックス、及び貯水池内の堆砂に影響する可能性がある（Zhu et al., 2007）。

日本のように広範囲に水中の土砂流下を抑制する工事を行ってきた国では、河川の中流域から下流域にかけて河床が下がってしまっていることが多く、それが橋脚の深刻な摩耗、水の利用設備または取水設備と下がってしまった河川の地下水面の間の分断を引き起こしている（Takeuchi, 2004）。アスワンハイダムの建設（1970 年竣工）以降、その下流域においてナイル川から堆砂がほとんど流出しておらず、それによって河床及び岸の深刻な浸食及び河口の後退が発生している（Takeuchi et al., 1998）。ナイルの河床（アスワンハイダムの下流）は、ダムの竣工後数年で約 2～3m 低下し、灌漑取水は放置され、橋が損傷を受けたと報告されている（Helland-Hansen et al., 2005）。

堆砂は、機械及びその他の技術設備の深刻な損耗及び摩耗につながるだけでなく（5.3.3.3 節を参照）、土砂堆積による経時的な貯水池の貯蔵容量の損失に加え、バックウォーター部分における堆砂の継続的な蓄積による上流の氾濫リスクの増加によっても、貯水池に大きな影響を与える（Goodwin et al., 2001; Wang and Hu, 2004）。

Revised Universal Soil Loss Equation モデルは、長期的な堆砂流入の特徴についての正確な知識の獲得及び適切な場所の選択の支援を目的とした、特定の地域の土壌浸食の推定に広く利用されている方法である（Renard et al., 1997）。地理情報システム（GIS）に基づくモデルは、キャリブレーション及び流域全体の植被を観測する衛星画像を利用し、重要な地域と同様に副流域についても浸食の可能性を測定する。過剰な貯水池の堆砂が適切な場所の選択では避けられない場合、プロジェクト寿命に適応する貯蔵容量の適切な実現を計画する必要がある。堆砂負荷が発生した場合、洪水吐きのゲートを開けて湛水中の排砂を可能にすることか、本ダムに水門を追加することでそれを緩和することが出来る。様々な水中の土砂の堆積装置、または流下システムも、河床からの粗粒物の除去と土砂堆積の浚渫とともに利用され、成果を出している。しかし、集水地域における十分な護岸及び流域における自然植生の保護は、浸食を軽減し、堆砂負荷を避ける最適な方法の 1 つである。

5.6.1.5 生物多様性

野生生物に対する河川調整の生態的影響に関する既存の文献は膨大だが（Nilsson and Dynesius, 1993; WCD, 2000）、その知識は主に環境的影響評価に限定され、かつそれに基づいたものである。魚類、哺乳類、及び鳥類に対する水力開発の、種に特異的な影響の予測を可能にするために行われた長期的研究の数は限定的である。一般的に、環境擾乱としては以下の 4 種類が取り上げられる。

- ・ 生息環境の変化
- ・ 地質学的変化及び気候変動
- ・ 直接的な死亡
- ・ 地域の人間による利用の増加

しかし、ほとんどの予測は一般的なものであり、短期的、長期的影響の定量化を行わずに変化の種類に焦点を当てることしか出来ない。そのため、現在の知識は正確な予測の規準を与えることは出来ないという認識が一般的である。しかし、その影響は、種、場所、季節、及び建造物に特有のものである。

野生生物に対する水力発電開発の生態的影響の最も深刻な一般的原因は、以下の通りである。

- ・浸水による生息環境及び特殊なビオトープの永久的な喪失
- ・氾濫の喪失
- ・流動的な水位（及び生息環境の変化）
- ・外来種の導入及び拡散
- ・魚の回遊の妨害

魚類は、水力発電プラントによって影響を受ける主な水生野生生物の1つである。流れの状態の変化、温度の変化、及び生息環境の改変は、魚類に対する良く知られた悪影響の種類である（Helland-Hansen et al., 2005）。水力発電のピーク対応運転後の水位の急速な変化も、下流の魚類集団に影響する可能性がある。しかし、調整後の様々な変化による河川系への影響は好ましい場合もある。たとえば、L'Abée-Lund et al. (2006) は、128年間の漁獲統計に基づいて、調整されたものと調整されていないもの両方を含め、22のノルウェーの河川を比較した。調整された河川の場合、遡河性のサケ科魚類の年間漁獲量に対する水力開発の優位な影響は見られなかった。2例の調整された河川においては、好ましい影響があった。さらに、放流、魚梯（魚道）の造成などの強化措置によって年間漁獲量が大幅に増加した。Bain (2007) による北アメリカとヨーロッパにおける数例の水力発電ピーキングを分析した考察は、運用段階における水力発電プラントの影響は変わりやすいが、下流地域に対しては好ましい影響を与える可能性があることを明確に示している。

一方、ピーキングは、水力発電プラントから（湖や海とは対照的に）河川に排水される場所における水位の急激な変化につながる可能性がある。ピーキング水力発電プラントの突然の停止は、下流の地下水面の急激な低下と、様々な大きさの岩の間や砂利の中の水たまりに小形種または稚魚が閉じ込められる、いわゆる魚類の座礁（stranding of fish）を発生させる場合がある。水位が低下した地域を使う可能性のあるサケ科の稚魚はその1例である。水力発電プラントの停止後に水位が1時間当たり10～15 cm以下の速さで低下した場合、地方の状況によるものの、座礁が問題になることはほとんどない（Saltveit et al., 2001）。しかし、個体差があるため、魚類は、より低い速度であっても座礁する場合もあれば（Halleraker et al., 2003）、水位低下後の生息環境においても数時間生存出来る場合もある（Saltveit et al., 2001）。

浸水した地域からはすべての陸上動物がいなくなり、多くの動物が移動を余儀なくされるか、場合によっては新しい貯水池が満たされた際に溺れてしまう。野生生物救済計画は長期的には野生動物集団に対して限定的な効果しかないと考えられるというのが一般的な認識であるが、野生生物救済計画を実行することでこの問題を部分的に緩和することは出来る（WCD, 2000; Ledec and Quintero, 2003）。特定のビオトープに結び付いた絶滅危惧種は、特に注意を必要とし、貯水に先立って専用の管理計画を行う必要がある。せき止め後に浸水した土壌からの養分の流出によって発生する水圏生産は、無脊椎動物と脊椎動物の両方に好ましい影響を与える場合（土壌養分が洗い流されるまで）があることが観測されている。貯水池におけるこのせき止めの影響に伴う水鳥の増加も観測されている。

多くの自然の生育環境は人間の目的のために上手く転換されているが、その他の特定の地域には、最善の注意を払って扱うか手を加えずにおかなければならない自然的価値がある。傷つきやすい、或いは特別な自然環境を保護するために、その選択を行うことが出来る。生物多様性の維持において、以下の措置が効果的であることが分かっている。それは、保護地域の確立、生体系の損失を最小化する貯水池の場所の選択、適切な確認・教育・駆除による侵入種の管理、研究地域内における動物相・植物相・特定の生息環境をより深く理解するための具体的な調査の実施である。

5.6.1.6 魚類の回遊及び航行の障害

ダムは、回遊魚種の移動及び河川航行の障害となる可能性がある。ダムは、産卵場所と成育地域への接近を妨げ、回遊魚類の個体群の減少と非回遊魚類の個体群の分断につながる可能性がある。しかし、自然の滝も、上流の魚類の回遊及び河川航行の障害となる。そのため、そのような滝の上に建設されたダムの場合、経路への障壁が増えることはない。現在、上流の魚類の回遊のための解決策が広く利用可能である。過去30年間にわたって様々な解決策が検証され、期待以上の効率を示している。魚梯（魚道）は、部分的には上流の回遊を回復出来るが、それは注意深く設計された、対象となる場所と種に適合したものではない（Larinier and Marmulla, 2004）。高落差発電計画には通常、魚梯（魚道）を利用することは出来ない。一方、下降する魚類の回遊に対応するのはさらに難しい。下流への移動中の魚類の損傷や死亡は、水力タービンと洪水吐きを通るためである。低落差水力発電プラントの場合、水力タービン、洪水吐き、または排水管の設計の改善（「魚に優しい水力タービン」など）は、魚の損傷や死亡を上手く下げることが出来ることが分かっており、その効果は特にウナギに対して高いが、サケ科に対してはやや劣る（Amaral et al., 2009）。発電プラントの流れの状態の十分な管理または下流における回遊種の移動中の洪水吐きの開放によって、さらに改善することが出来る。主要な構成要素（プラント、洪水吐き、及び余水吐）の設計が魚道に対して最適化される際、回避システムが導入される場合がある（遮蔽物、ストロボとレーザー光、音波法、気泡、電界など）。しかし、それらの効率は、特に大河川において、場所と種に対する依存度が高い。導水路または上流で魚を捕獲し、各下流域で放流する方が有効な場合もある。その他の一般的な手段としては、余水

路、先導する流れまたは魚を魚梯（魚道）まで誘導するリーダーによるエレベータ式の魚道、発電プラントの上流での回避システムの導入がある。

ダム・サイトにおける航行を保証するには、利用可能な技術の中でも閘門が最も効果的である。小型船舶の場合、昇降機及びエレベータを有効に利用することが出来る。閘門は、設備に調整を加えることで魚道としても利用出来る。場合によっては、上流の先導する流れを増やす必要がある。一部のプロジェクトでは、余水路または分水路がダム周囲に設けられている。

5.6.1.7 意図しない人口移動

すべての水力発電が再定住を必要とするわけではないが、意図しない移動は、水力開発に関する最もデリケートな社会経済的問題の1つであり（WCD, 2000; Scudder, 2005）、それは密接に関係しているが、あくまで別々の2つのプロセスによるものである。そのプロセスとは、人々の移動と再定住、及び、コミュニティの再構築または「回復」によるその生活の回復である。

意図しない移動が回避出来ない場合、以下のような措置によって再定住の成果を改善出来る可能性がある。

- ・その土地に先祖から住んでいる人たちとその他弱い立場にある社会集団を十分配慮した上での、再定住の目的の定義、再建解決策の確認、これらの実行に影響を受ける人々の関与、コミュニティの再構築と集団での人々の移動。
- ・再定住プロセスの幅広い容認と成功を確実にするための、コミュニティ啓蒙プログラムを通したプロジェクトの目的や関係する情報の公表、浸透。
- ・適切な規制の枠組みの採用の促進、必要な組織能力の構築、必要な収入の回復と補償計画の提供、長期的な統合コミュニティ構築プログラムの開発と実施による、生活の改善。
- ・土木工事に連動した再定住のスケジュールと、地方の開発需要・機会・制約に対応出来る有効な執行組織を用意した上での、正確なコスト評価と相応の融資に基づく、資源の割り当てと便益の分配。

5.6.1.8 影響を受ける人々と社会的弱者

その他のあらゆる大規模な介入と同様に、水力発電の計画段階においても、適切な社会的影響の研究によってそのプロジェクトから恩恵を受けると思われる人と、とりわけ好ましくない影響を受けると思われる人を確認することが重要である。プロジェクトに影響を受ける人は、水力発電の準備、実施、運用のいずれかの段階において影響を受ける地域に住む個人である。これらの人々は、集水域、貯水池地域、下流域、またはプロジェクトに関連した活動が行われる地域内に住む人であり、また、プロジェクトに関連した地域の外に住む、プロジェクトから経済的な影響を受ける人も含まれる場合がある。

適切な制御と管理がされなければ、労働者の大規模な流入と輸送道路の構築も、環境と周辺のコミュニティに対して影響を与える可能性がある。さらに労働者は、少なくとも雇用が解かれた後には、以前の活動に戻れるか、能力と経験の増加によって他の建設現場で従事出来るようにしなければならない。

特に注意を払う必要があるのは、地位の低下や貧困化の程度、能力からみて弱者と考えられ得る集団、及び変化に対処する手段である。その土地に先祖から住んでいる人たちやその他文化的弱者のコミュニティにおいては、その物理的な環境に対する大きな変化がその人々の基本的信条に反する場合、そのコミュニティに対して、貯水池式水力発電の社会的影響の緩和、或いは完全な補償は難しい。しかし、その人々の求めるものがプロジェクトの設計に織り込まれていることと十分な措置が取られていることを保証するために、そのような集団に対しては特別に配慮する必要がある。

そのようなコミュニティにおける好ましくない影響は、その人々が、対立する組織によって開発が押し付けられたものとして認識するのではなく、水力発電の開発に協力的なパートナーである場合に緩和することが出来る。そのようなコミュニティでは、プロジェクトの成果を理解し検討するため、そして、その人々が提案された開発を進めるための準備が出来る条件についての同意を決めるために、十分なリードタイム、適切な資源、コミュニケーション手段が必要となる。地方の文化的な特異性を定義するための活動に長期的な財政支援を与えることも、影響を緩和し、関係するコミュニティと提案者の間で開発や経済的副次効果に関する合意に達するための、プロジェクト計画におけるそのコミュニティの早い段階での参画を保証出来る可能性がある。さらに、影響を受けるコミュニティが、残った伝統的な土地と新しい土地の占有権を保持出来るように法的保護を補償することは適切な緩和措置であり、家庭用水供給へのアクセス、河川横断及び連絡道路の回復などのコミュニティのインフラとサービスの開発のための補償資金を確保しながら、建設期間中におけるその地域への非居住者のアクセスを制限出来る。また、プロジェクトに関係する雇用機会のためにコミュニティの要員を教育することも可能である。

5.6.1.9 公衆衛生

より暖かい気候帯においては、貯水池などの流れのない水域の造成は、マラリア、糸状虫症（河川盲目症）、デング熱、黄熱などの水系感染症の増加につながる可能性がある。この点は、供給安全保障のために貯水池の設計及び建設を行う際には考慮する必要があり、その地域における最も重要な課題の1つである。

その他の地域では、細菌を通して土壌から水銀が遊離し、メチル水銀として食物連鎖に入り込む場合があるため、貯水池において水銀の一次的な上昇を管理する必要がある可能性がある。一部の地域では、石炭燃焼（北アメリカ）や工業などの人間の活動が、大きな要因となっている。

さらに、人口密度の上昇に伴う行動疾患の罹患率の増加は、大規模な建設現場ではよく見られる。そのため、公衆衛生への影響は、プロジェクトの開始段階から考慮し、取り組んでいく必要がある。

水系感染症媒介生物の温床になる可能性が高い貯水池は、影響を受けるコミュニティにおける健康状態を改善するためのヘルス・ケア・サービスのコストを補填するための引当が必要となる。水力発電用貯水池周辺において、大幅な人口増加に関係した健康への影響を管理するためのオプションとしては、出稼ぎ労働者や移住者の流入の制御に加え、これらの人々を受け入れる準備のない地域への早期の人口移動を回避するためのプロジェクトの公表の企画が含まれる。加えて、疾患予防プログラムの企画と実施において、浅い貯水池地域の構造的・化学的な対処が、病気を運ぶ虫の増殖を軽減するための手段として考えられる。他のオプションとしては、プロジェクトに影響を受けるコミュニティ及び人口密度が増加する可能性が高い地域における質の高い医療サービスへのアクセスの向上に加え、検出・疫学的モニタリングプログラムの確立、プロジェクトによって影響を受ける集団を対象とした公衆衛生教育プログラムの確立、感染症（性感染症など）のリスクを下げるための、労働者を対象とし感染経路に沿った医療制度の実施などが存在する。

5.6.1.10 文化遺産

文化遺産は、人類の過去を現在に表したものであり、考古学的、歴史的、宗教的、文化的、及び美的価値を有する場所、建造物、遺跡を示している（World Bank, 1994）。景観は様々な意味を持っているため、特別な自然景観または環境の物理的特徴も、人類の遺産の重要な一部である。貯水池の造成は、壮観な滝や峡谷などの価値のある特別な景観の消滅につながる可能性がある。長期的な景観の改変は、貯水池における土壌浸食、堆砂、水位の低下に加え関連するインフラの影響（新しい道路、送電線など）によっても発生する可能性がある。そのため、プロジェクト地域における自然美の保存及び高い歴史的価値を持つ文化財の保護のために適切な措置を取ることが重要である。

好ましくない影響を最小限に抑える可能な手段としては、以下のようなものが挙げられる。それは、オンサイトにおける保護の保証、保全と復元、重要な物質的・文化的資源の移動や複製、考古学的研究結果、文書、記録管理を利用するための地方コミュニティと連携した博物館の建設、景観にインフラを調和の取れた形で統合するためのプロジェクト設計段階における景観設計能力の導入、貯水によって将来的に失われる建設資材のため土取場及び採石場の利用、固有種を有する土壌及び掘削物質の投棄場所の植生回復、特別な自然美を有する地域における送電線や発電所の地下設置、少なくとも観光が繁忙な時期に重要な滝を保護するための維持流量の組み込み、コンクリートの代わりに現地の岩石を用いた、水位に適合した堰の建設、及び貯水された地域における水鳥と渡り鳥に対し生態学的意義があると思われる小島の造成による河川景観の自然の外観保存などである。

5.6.1.11 開発利益の分配

農業・産業用の水資源の不足、石油、ガス、石炭の供給源へのアクセスの制限、及び頻繁な電力不足によって影響を受ける人口密度の高い国においては、水力発電ダムや灌漑ダムの経済的重要性は大きい。しかし、多くの場合において、水力発電プロジェクトの結果は、勝者、敗者の両方を生む。影響を受ける地方のコミュニティが、プロジェクトに関係する主な経済的・社会的損失を被ることが多く、プロジェクト地域外の人々は手頃な価格の電力へのアクセスの向上及び洪水/干ばつ保護の改善の恩恵を受けてきた。全体的な経済的利益は大きい場合もあるが、水力発電プラントの好ましくない影響に対応しなければならないこれらの地方及び地域のコミュニティに対しては、特別に配慮し、そこの人々が補償としてプロジェクトの恩恵を公平に享受出来るようにする必要がある。これは、以下に挙げるような様々な形で行われる。それは、事業提携、利権料、開発資金、株式分配、雇用創出及び訓練、共同で管理される環境緩和と強化のための資金、道路及びその他のインフラの改善、娯楽及び商業施設（観光、漁業など）、収益の分配、地方税の納付、または地方の企業及びプロジェクトに影響を受ける集団に対する電気料金の優遇とその他の水関連サービスの報酬の提供である。

Box 5.1: 水力発電の潜在的な乗数効果

ダム・プロジェクトは、それが設置される地域に加え、地域間、国家、及び世界規模で多くの影響をもたらす（社会経済、健康、制度、環境、生態環境、及び文化への影響）。世界ダム委員会（WCD）及びその他の多くの研究において、数多くのこれらの影響の評価の重要性と困難さについて議論されてきた。これらの研究によって取り上げられた問題の1つとして、ダム・プロジェクトの間接的な便益及びコストまでの検討の対象を拡大する必要性がある（Bhatia et al., 2003）。世界ダム委員会の WCD's Final Report（WCD, 2000）によると、「大型ダムによってもたらされる直接的便益（灌漑用水、電力、都市及び産業用水供給、及び洪水調整）の単純な計算方法は、これらのサービスに伴う社会的便益全体を捉えることに失敗することが多い。また、ダム・プロジェクトの一連の副次的便益及び間接的な経済的（または乗数）便益も見落とされる。」としている。間接的な影響は乗数効果と呼ばれ、産業連関効果（他の部門の生産量増加に対する需要の増加）と消費による効果（直接生産によって発生する収入及び賃金の増加）の両方を要因とする。乗数は、直接的効果に対するプロジェクトの総合効果（直接的及び間接的）の割合として示される包括的な指標である。大規模な水力発電の乗数効果に関する多国間分析の研究が、World Bank（2005）によって行われた。この研究では、大規模な水力発電における乗数の値は 1.4～2.0 であると推定されている。これは、ダムに関係する活動に直接かかわる部門によって発生する価値 1 ドルごとに、その地域において間接的に 40～100 セントの価値が発生するということである。このような乗数効果は水力発電に特有のものではなく、多かれ少なかれあらゆる発電方式に伴うものであるが、それでも、水力開発を検討するにあたってコミュニティーが考慮出来る便益であると言える。

5.6.2 ガイドライン及び規制

上述の影響の評価及び管理は、水力開発における重要な課題となる。争点となる問題は複雑であり、長きにわたり活発な議論の対象となっている（Goldsmith and Hilyard, 1984）。さらに、プロジェクトと関係していないことが多い未解決の社会政治的問題は、大規模なインフラ開発の意思決定プロセスにおいて重要な位置を占める（Beauchamp, 1997）。

過去数十年間にわたって、プロジェクトの計画におけるパラダイムは次第に技術主義的なアプローチから参加型のアプローチへと変化してきている（Healey, 1992）。この変化は、環境的・社会的影響評価及び図 5.14 で示す管理プロセスの進化にも反映されている。現在、ステークホルダーとの協議がプロジェクトの成果を向上させるための基本的な手段となっている。そのため、積極的かつ建設的な協議を確実に行之、関連する環境的・社会的影響、リスク、機会の明確かつ共通の理解を促すためには、地方、国家、または地域の官庁、影響を受ける集団、環境関係の NGO などの主要なステークホルダーを開発過程の早い段階で確認することが重要である。透明性や開かれた参加型の意思決定プロセスをすることで、ステークホルダーが協議して行うアプローチは、現在及び未来の水力発電をより環境に優しく、持続可能性の高い解決策にする。同時に、水力開発及び運用に伴う環境・社会管理の概念と範囲は、単なる影響評価プロセスからあらゆる持続可能性の側面を含む世界的な管理計画へと変化してきている。

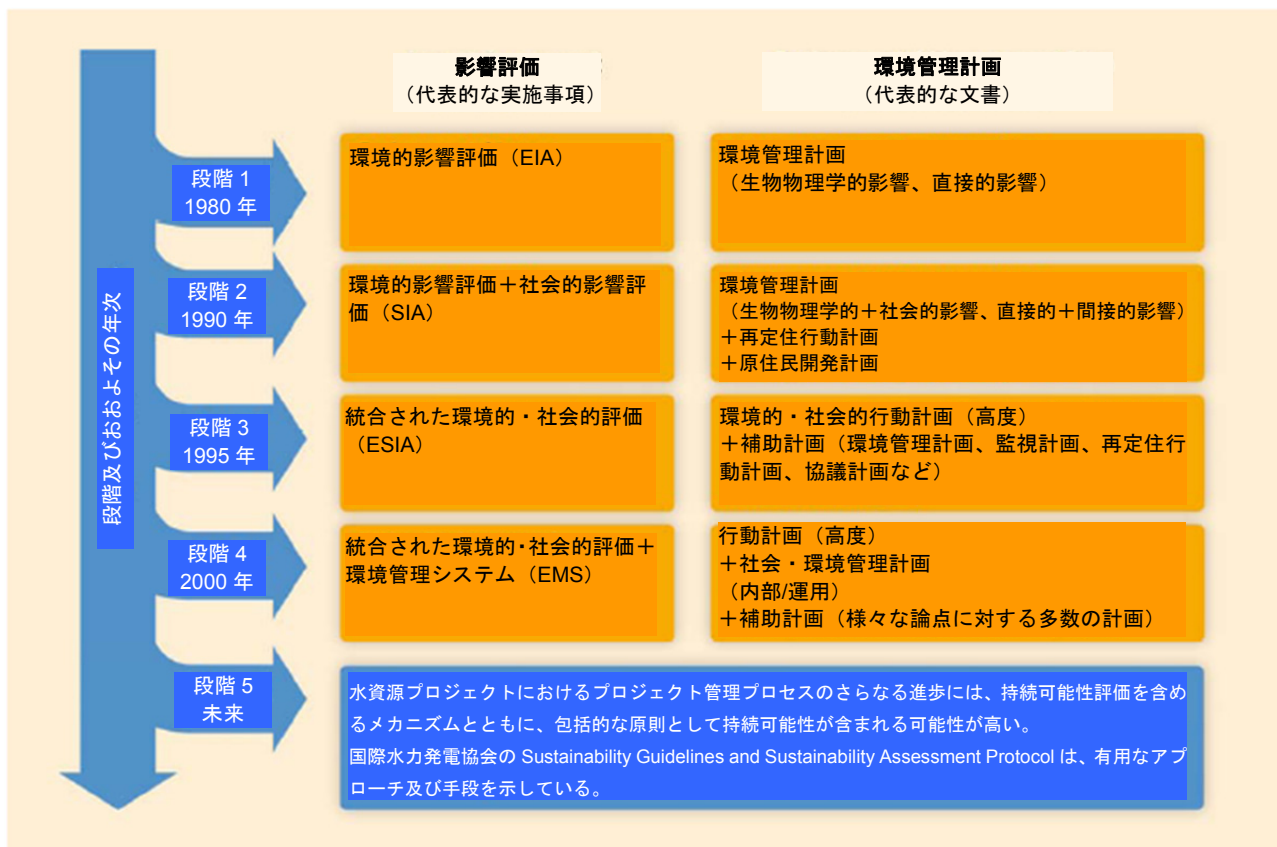


図 5.14: 環境的・社会的影響評価及び管理の進歩（出典: UNEP, 2007）

特に、大型の水力開発の計画では、影響を可能な限り客観的に評価し、適切な形で管理することを保証するためのガイドライン及び規制が規定される。多くの国際的な金融機関が水力発電プロジェクトの経済的・社会的・環境的パフォーマンスを評価するためのそれぞれのガイドライン及び要求を作り上げてきた一方で、多くの国において、水力発電プロジェクトの開発及び運用のあり方を決定するために、国家による強力な法規制の枠組みが導入されてきた。しかし、様々な国家規制間の食い違いや論争のため、好ましい影響を最大化しつつ好ましくない影響を回避、緩和、または補償する方法についての国際的なガイドラインを確立する必要性が生じている。

国際金融機関の保護措置に加えて、カナダ、ノルウェー、スウェーデン、スペイン、アメリカなどの、水力を重要なエネルギー資源として位置付けている国によって、1996年に最初のイニシアチブの1つが立ち上げられた。これらの政府は、主に国営の水力発電施設及び研究機関と共同で、国際エネルギー機関（IEA, 2000c）の後援の下、Hydropower and the Environment と呼ばれる5年間の研究プログラムを発足させた。1998年には、世界ダム委員会（WCD）が、大型ダムの開発の効果の検討、水及び電力開発の選択肢の評価、ダムの計画、設計、評価、建設、運用、監視、解体のための必要に応じた受容可能な基準、ガイドライン、標準化の開発を目的として設立された。その結果、5つの基本的価値²¹、8つの戦略的優先事項²²、及び26のガイドラインが提案された（WCD, 2000）。政府、投資家、及び産業は世界ダム委員会の基本的価値及び戦略的優先事項を広く支持してきたが、ガイドラインは水力発電ダムに対しては部分的にしか適用出来ないと考えている。結果として、世界銀行、アジア開発銀行、欧州復興開発銀行などの国際金融機関は、世界ダム委員会の報告書を全体としては支持せず（特にガイドライン）、独自のガイドライン及び基準を保持または開発した（World Bank, 2001）。主要な輸出信用機関もすべて同様の対応を行った（Knigge et al., 2008）。世界ダム委員会の活動はパフォーマンスの低いダムの欠点の原因を分析することに焦点を当てていたが、追跡調査のイニシアチブ（国連環境計画（UNEP）が主催する「ダムと開発プロジェクト」）では、優れた実践例をまとめることに重点を置いている（UNEP, 2007）。同様の目標の下、IEAは2000年に、主要な環境的・社会的問題の効果的な管理をさらに文書化するため、「Hydropower Good Practice」（IEA, 2006）と呼ばれる、水力に特化した2度目の5年間の研究計画を立ち上げた。

各金融機関は受容出来るような環境・社会プロジェクトの成果を保証するために独自の品質管理基準を開発したが（World Bank Safeguard, International Finance Corporation's Performance Standards など）、水力発電に特化した、経

²¹ 公平性、効率、参加型意思決定、持続可能性、及び説明責任。

²² 一般的な受容の獲得、包括的なオプション評価、既存のダムの扱い、河川及び生活の保持、権利の認識と便益の分配、コンプライアンスの保証、平和、開発、及び安全のための河川の共有。

済的、社会的、環境的成果を評価するための標準には、まだ広く認められているものはない。このニーズを満たすため、国際水力発電協会 (IHA) は、Sustainability Guidelines (IHA, 2004) 及び Hydropower Sustainability Assessment Protocol (IHA, 2006) を作った。これらはともに、水力に特化した先の IEA による研究を出発点として、広く共有されている世界ダム委員会の報告書の 5 つの基本的価値及び 7 つの戦略的優先事項に基づいている。この産業主導のプロセスは、Hydropower Sustainability Assessment Forum と呼ばれる複数のステークホルダーが参加する検討イニシアチブによってさらに改善される。この部門を超えた作業部会は、先進国及び開発途上国の政府に加え、国際金融機関、NGO、及び業界団体の代表者によって構成されている²³。推奨される Final Draft Protocol が 2010 年 11 月に発表され (IHA, 2010)、さらなる応用及び検討のための継続的な改善プロセスが整備された。

5.6.3 環境的影響のライフサイクル評価

ライフサイクル評価 (LCA) は、生産物／サービスの運用と利用の上流から下流までの全ての過程を含めた、ライフサイクル全体にわたる生産物とサービスによる環境影響を比較することを狙いとしている。以下の小節では、温室効果ガス排出に関するライフサイクル評価に焦点を当てている。その他の基準については、Box 5.2 で簡潔に、9.3.4 節でより包括的に解説している。

水力発電プラントのライフサイクルは、3 つの主要な段階で構成されている。

- ・建設: この段階では、材料（コンクリート、スチールなど）の生産及び輸送、設備建設のための土木工事事業機材及び材料（例えばディーゼル・エンジン）の利用によって温室効果ガスが排出される。
- ・運転保守: 温室効果ガスが、加熱/冷却システムの構築、補助ディーゼル発電ユニット、または運転保守のための現地のスタッフの移動などの運転保守活動によって発生する。さらに、貯水池の造成や地球の炭素循環の変化によって発生する土地利用の変化も考慮しなければならず、それが運用中の貯水池からの正味の温室効果ガスの排出につながる可能性がある（5.6.3.1 節を参照）。
- ・解体: ダムは、経済面、安全面、または環境面に関する理由によって解体される可能性がある。これまでは、主にアメリカで小規模なダムがわずかに撤去されただけである。そのため、この段階に関係する排出は、これまでのライフサイクル評価にはほとんど含まれていない。

Box 5.2: エネルギー回収及びライフサイクル水利用

エネルギー回収比は、システムの建設、維持、及び燃料補給に必要なエネルギーに対する、システムの通常の寿命において生産される全エネルギーの割合である。同じような基礎計算を参照するその他の測定基準としては、エネルギー投資効率 (EROI)、エネルギー比などがある (Annex II を参照)。エネルギー回収比が高いことは、パフォーマンスが良好であることを示す。パフォーマンスの良好な水力発電プラントのライフサイクルエネルギー回収比は、あらゆるエネルギー技術の中でも最も高く、自流式で 170~267、貯水池式で 205~280 となっている (Gagnon, 2008)。しかし、パフォーマンスの範囲は広く、最低値を 30~50 と報告している文献 (Gagnon et al., 2002) もあれば、さらに低い値を報告している文献 (Kubiszewski et al., 2010; Box 9.2 も参照) もある。

水力は、大量の水を利用するが、その大部分が単に水力タービンを通すだけであり、損失は無視出来るレベルである。上流及び下流の段階でわずかな水しか必要としないため、自流式水力発電所の場合、ライフサイクル水利用はゼロに近い (Fthenakis and Kim, 2010)。しかし、蒸発の形で消費が水力発電貯水池で発生する可能性がある。貯水池のライフサイクル水消費量に関する利用可能な世界的評価はなく、発表されている地域における結果によれば、様々な気候及びプロジェクトの条件において広い範囲を示している (Gleick, 1993; LeCornu, 1998; Torcellini et al., 2003; Mielke et al., 2010)。多目的貯水池における様々な貯水池利用からの水消費量を決定する割り当て方式は、報告される水消費量の値に大きく影響する可能性がある (9.3.4.4 節を参照)。また、特定の流域における蒸発に対する貯水池建設の正味の影響を測定するための研究が必要であると思われる。

5.6.3.1 現在の温室効果ガス排出量のライフサイクル推定値

これまで水力発電に対して行われたライフサイクル評価は、気候条件、貯水前の土地被覆の種類、及び水力発電技術をまたがったライフサイクル温室効果ガス排出量の推定値の一般化が難しいことを示している。水力発電における重要な問題は、ほとんどの貯水池プロジェクトが複数の目的を持っており、いくつかの目的に全体の影響を割り当てる必要があることである。これまでのライフサイクル評価の多くは、すべての影響を発電機能に割り当てているため、場合によっては本来の排出量を水増ししてしまう可能性がある。

図 5.15 は、1980 年以降に発表された水力発電技術からのライフサイクル温室効果ガス排出量の推定値を報告して

²³ 世界銀行、エクエーター原則採択金融機関、世界自然保護基金、ザ・ネイチャー・コンサーバンシー、トランスパレンシー・インターナショナル、オックスファム、国際水力発電協会など

いるライフサイクル評価の文献のレビュー結果を示している（レビュー方法の詳細と参考文献の一覧については Annex II を参照）。水力のライフサイクル温室効果ガス排出量推定値のほとんどは、約 4～14g CO₂ eq/kWh に集中しているが、外れ値が示すように特定のシナリオの下では温室効果ガス排出量がさらに大きくなる可能性もある。図 5.15 が示す分布は、尤度の評価を示していないことに注意が必要である。この図は単に、品質面と妥当性から選ばれた、現在発表されている文献の推定値の分布を示しているものである。図 5.15 で示すように、貯水池式水力発電の排出量は 150g CO₂ eq/kWh を超える可能性がある。自流式または揚水式に関する温室効果ガス推定値はわずかなが、貯水池式の数値はこれら 2 つの技術のものよりもかなり高い。

外れ値は、貯水池式水力発電による土地利用変化（LUC）からの温室効果ガス排出量の評価の研究から得られたものである。貯水池式水力発電からの潜在的な土地利用変化に関係した排出（貯水によって発生したもの）の規模は大きく、この排出量の定量化の不確実性も高い。土地利用変化による排出は、現在進行中のもの（土壌及び植生の変質によって貯水池から排出されるメタン）、及び解体から生じるもの（プラントの寿命全体にわたり集まった大量の泥砂からの温室効果ガスの放出）がある。この評価で検討されるライフサイクル評価は、土地利用変化に関する関連温室効果ガス排出の総量のみを計上している。温室効果ガスの正味の排出源としての貯水池の特性評価は、貯水池がない場合の排出量を考慮している。この分野の研究は活発になされており、現在のところ共通の見解が得られていない分野である（5.6.4.2 節を参照）。解体からの土地利用変化に関する関連排出量を評価した研究は 2 つしかなく（Horvath, 2005; Pacca, 2007）、これらの研究から 3 つの推定値が得られている（図 5.15 を参照）。この特殊な要因により、これらの研究は、他の文献よりもかなり高いライフサイクル温室効果ガス排出量の推定値を報告している。しかし、それらは他の技術、場所、またはダム規模を代表したものではないため、これら 2 つの解体の影響の推定値をすべての水力発電システムに対し一般的に適用することには注意を要する。

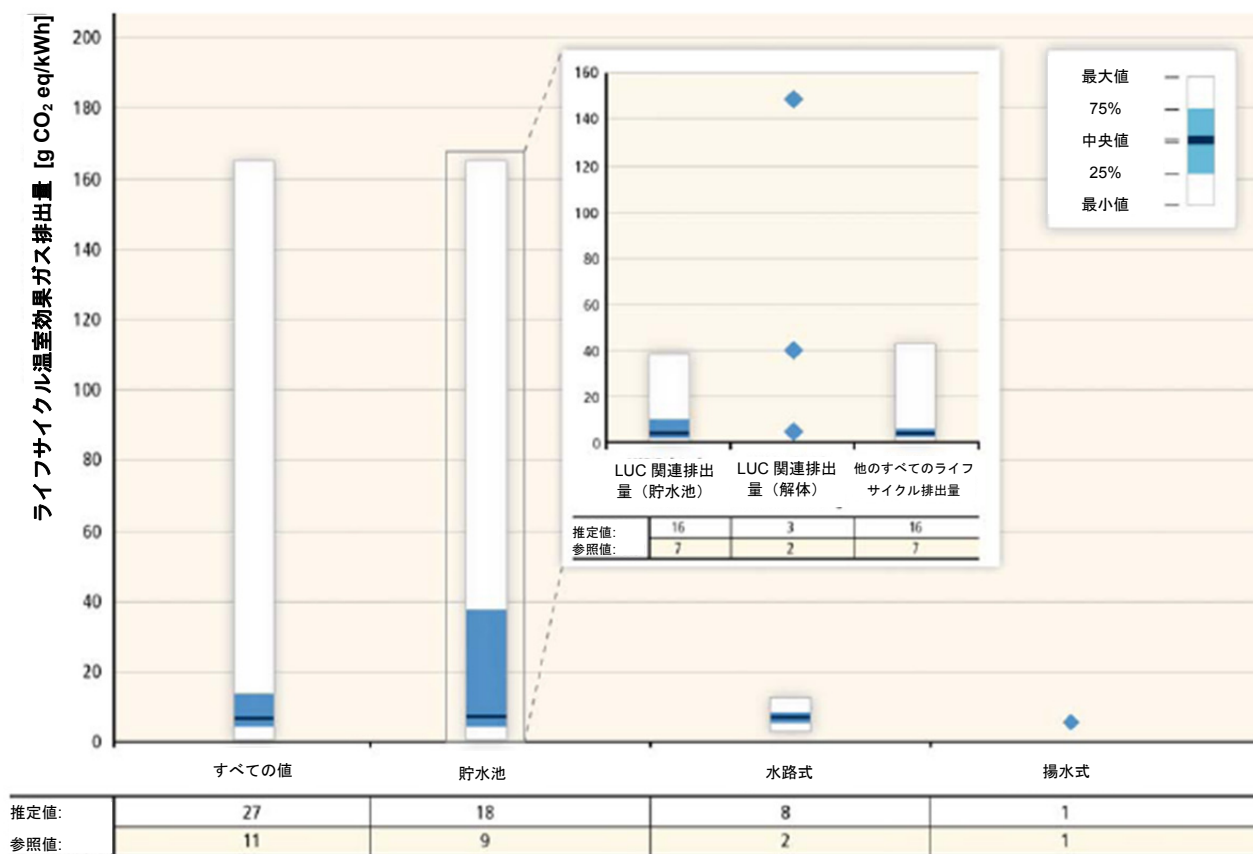


図 5.15: 水力発電技術のライフサイクル温室効果ガス排出量（品質面から選ばれた、未修正の文献の値）。ここに示されている推定値に関する文献の調査と引用内容の詳細については Annex II を参照のこと。貯水池からの排出量は温室効果ガス総排出量と呼ばれる。

推定値のばらつきは、研究の環境（気候、浸水地域の炭素ストックなど）、技術的パフォーマンス（水力タービン効率、寿命、水の滞留時間など）、及び手法（ライフサイクル評価システムの範囲など）の違いに起因している（UNESCO/IHA, 2008）。たとえば、ダムの想定耐用年数は、建設及び解体に関連した排出量を相殺する期間が長いか短いかで、ライフサイクル温室効果ガス排出量推定値に大きな影響を与える可能性がある。気候帯、技術の種類、ダムの規模などに関する推定値の数と範囲の幅を増やすためには、さらにライフサイクル評価研究を行う必要

がある。

5.6.3.2 貯水池からの総排出量及び正味排出量の定量化

貯水池の温室効果ガスの影響を検討した研究に関しては、14 の大学及び 24 の国が参加した河川水系の温室効果ガスの収支に関する研究及び実地調査（Tremblay et al., 2005）が以下の結論を導いている。

- すべての河川水系は、自然のものであれ人工のものであれ、有機物質の分解により温室効果ガスを排出する。これは、湖、河川、河口、湿地、季節によって浸水する地帯や貯水池は温室効果ガスを排出することを意味する。また、それらは堆砂中にも炭素を埋め込む（Cole et al., 2007）。
- 同様の生態学的条件を有する地域において、貯水池及び自然水系は単位面積当たりに同水準の二酸化炭素を排出する。自然の水域及び河川水貯水池においては、温室効果ガスの排出量よりも吸収量が大きくなる場合もある。

貯水池は、上流の集水域全体からの物質の集積地点となっている。自然のサイクルの一部として、有機物質は、周囲の陸上生態系からこれらの集積地点に流れ込む。さらに、家庭下水、産業廃棄物、農業汚染物も、これらのシステムに入り込み、温室効果ガスを排出する。そのため、人間に起因する正味の排出量の評価は、a) 貯水前の地域に位置する陸上生態系、湿地、河川、及び湖からの自然排出量の適切な推定、及び b) 貯水前後の正味の温室効果ガス排出量に対する陸上生態系からの炭素流入（自然のものと人間の活動に関連したもの両方）の影響の抽出に関連する。河川水系によって発生する主な温室効果ガスは二酸化炭素及びメタン（CH₄）である。亜酸化窒素（N₂O）も、特に水位変動域²⁴の大きい貯水池または熱帯地域においては、重要となる可能性があるが、これらの排出の世界的な推定値は現在のところ存在していない。熱帯の貯水池に関する最近の研究は、熱帯の貯水池が大気中への亜酸化窒素排出源として働くかどうかという点に関して明確な手がかりを示していないが、亜寒帯環境においては、貯水池の研究結果から、亜酸化窒素排出量が低いことを示している（Guerin et al., 2008）。一般には、大気中への温室効果ガス排出は、2つの経路について研究されている。それは、貯水池の表面及びバブリング（bubbling）からの拡散流出である（図 5.16）。バブリングは、水域からの炭酸化、蒸発、または発酵から生じる気体状物質の放出を指す（UNESCO/IHA, 2010）。さらに Petit-Saut, Samuel and Balbina の研究では、ダムの下流における温室効果ガス排出量について調査している（ダムからすぐの下流での脱ガスとダム下流の河川流路に沿った拡散流出）。貯水池の水底から水面への拡散流出によって移動するメタンは、メタン資化性細菌が存在すると、酸素躍層近くの水柱内で酸化する（二酸化炭素に変化する）可能性がある。亜酸化窒素に関しては、Guerin et al. (2008) がいくつかの潜在的な亜酸化窒素排出経路を明らかにしており、亜酸化窒素排出は拡散流出及び脱ガス、場合によっては大形底生植物を通して発生する可能性があるとしている。但し、最後に挙げた経路については、亜寒帯環境、熱帯環境のどちらにおいてもまだ定量化されていない。

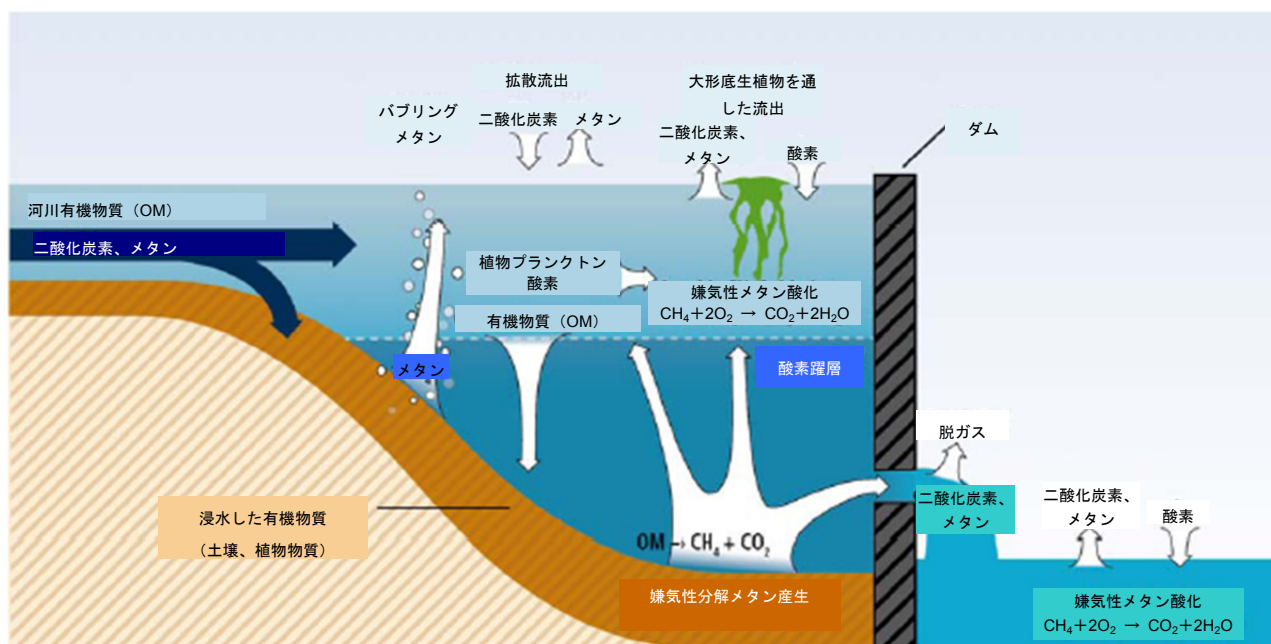


図 5.16: 貧酸素深水層を有する河川水貯水池における二酸化炭素及びメタンの経路（出典: Guerin, 2006）

²⁴ 水位変動域は、運用中の貯水池水位の変動によって一時的に浸水する領域と定義される。

目下のところ、河川水貯水池からの正味排出量（関係のない人為的発生源及び元々存在する自然の排出量を除く）を評価した利用可能な研究の数は少なく、総流出量が亜寒帯（Rudd et al., 1993; Tremblay et al., 2005 など）、温帯（Casper et al., 2000; Soumis et al., 2004; Therrien et al., 2005）、及び熱帯/亜熱帯（Guerin et al., 2008 など）地域において調査されたに留まる。総排出量の測定については、表 5.6 でまとめている。

表 5.6: 水力発電用河川水貯水池からの二酸化炭素及びメタン排出の総量の幅。研究対象となった貯水池の数は括弧内に示している（UNESCO-RED, 2008）。

温室効果ガス経路	亜寒帯及び温帯		熱帯	
	二酸化炭素 (mmol/m ² /d)	メタン (mmol/m ² /d)	二酸化炭素 (mmol/m ² /d)	メタン (mmol/m ² /d)
拡散流出	-23～145 (107)	-0.3～8 (56)	-19～432 (15)	0.3～51 (14)
バブリング	0	0～18 (4)	0	0～88 (12)
脱ガス ¹	0.2 以下 (2) ～0.1 (2)	該当なし	4～23 (1)	4～30 (2)
ダムの下の河川	該当なし	該当なし	500～2500 (3)	2～350 (3)

注: ¹脱ガス（一般的に mg/d で表される）は、貯水池の表面に起因し、その他の流出と同じ単位で表している（mmol/m²/d）。

カナダ、フィンランド、アイスランド、ノルウェー、スウェーデン、及びアメリカの亜寒帯及び温帯地域における総排出量の測定によって、二酸化炭素排出に関しては非常に多様な結果が示されており、貯水池は二酸化炭素の吸収源として機能する可能性がある一方、大量に排出する可能性もある。これらの研究において、量は少ないもののメタンの排出が観察された例もあった。亜寒帯及び温帯条件の下では、水位変動域が大きく、有機物及び栄養流入量が高い貯水池においてのみ大量にメタンが排出されると予想されている。

熱帯地域では、温度が高いことによって相当量の有機物質（OM）が分解のために酸素が大量に必要となり、これにより二酸化炭素の生成、酸素欠乏状態の成立、及びメタンの生成が起りやすくなっている。新しい貯水池では、有機物質は、主に水没した動植物の総量（バイオマス）や土壌の有機物の炭素から、絶対的または相対的な有機物の含有量の違いにより、発生する（Galy-Lacaux et al., 1999; Blais et al., 2005; Descoux et al., 2010）。その後は、有機物質は貯水池内の一次生産や他の生物学的過程からも発生する。

国連教育科学文化機関（UNESCO）及び国際水力発電協会（UNESCO/IHA, 2008）によれば、熱帯の総排出量の測定が、ブラジル中央部及び南部のアマゾン川流域の 4 か所及びその他 16 か所で行われた。相当な温室効果ガス総排出量が示されているケースもある。パナマの Gatun、仏領ギアナの Petit-Saut、及びラオスのナムテウン 2、ナムグム、及びナムルックを除いた熱帯・亜熱帯地域の貯水池では測定は行われていない（UNESCO/IHA, 2009）。ナムグム及びナムルックの基礎研究によると、古い貯水池は特定の条件下において炭素吸収源として働く場合があるとしている（Harby et al., 2009）。これは、古い貯水池も監視する必要があることを示している。貯水池の古さに加え、有機炭素現存量、水滞留時間、植生の種類、季節、温度、酸素、及びその土地の生態系の一次生産（これらは地理的領域に依存している）が重要な問題であることが分かっている（Fearnside, 2002）。IPCC (2006) によれば、湛水後の最初の約 10 年間における二酸化炭素排出は湛水前の土地における有機物質の一部が分解された結果であるという証拠が示されているが、この期間以降は、流域から或いは貯水池の内部プロセスによって湛水領域に運ばれる無機・有機炭素物質の流入によって、その排出が継続することを示唆しているとのことである。亜寒帯及び温帯条件においては、温室効果ガス排出量は、貯水から 2～4 年後に近隣の自然湖沼で見られるような水準まで戻ることが観測されている（Tremblay et al., 2005）。さらなる測定によって、熱帯条件におけるこの問題は解明されるものと思われる。各研究においては異なる方法論及びデータ（設備、手順、測定の単位など）が使用されているため、これらの結果の比較を行うのは容易ではない。貯水池内外へ移動する物質の測定もいくつか報告されており、いくつかの研究において、貯水池堆砂中の炭素蓄積が測定されている（UNESCORED, 2008）。

2008 年以降、国連教育科学文化機関及び国際水力発電協会は、貯水池の造成によって発生する温室効果ガス排出量に対する正味の影響を正確に推定するため、また知見のギャップを確かめるための有効な方法論の確立を目的とした、国際研究プロジェクトを主催している。このプロジェクトは、世界規模で標準化された測定と計算を可能にするため、2010 年に *GHG Measurement Guidelines for Freshwater Reservoirs* を発表し（UNESCO/IHA, 2010）、また世界全体の貯水池の 1 つの代表的な例に適用したときの測定仕様ガイダンスの結果と特徴のデータベースを提供していくことを目的にしている。最終的な目標は、監視されていない貯水池と新しい貯水池サイトの温室効果ガスの状態を評価する予測モデルツールと、状況が壊れやすい場所の緩和方策のためのガイダンスの構築である。最近、IEA は、IEA Hydropower Agreement Annex XII と呼ばれる計画を立ち上げた。この計画は、貯水池に関連する温室効果ガス問題を解決するため、水力発電協会及び国連教育科学文化機関と協調して進められる。

5.7 技術の改善及びイノベーションの展望²⁵

水力発電は実証済みで非常に発達した技術であるが、まださらなる発展の余地がある。たとえば、運転の最適化、環境への影響の緩和または減少、新しい社会的・環境的要求への適応、及びさらに強固かつ費用対効果の高い技術的解決策の実施などである。

現在、大容量の水力タービンの効率は技術的限界に近づいており、最高効率点で運転した場合で最大 96% の効率に達しているが、この効率は常に可能なわけではなく、幅広い流量でより高い効率の運転を可能にするために継続的な研究が必要である。古い水力タービンの場合、設計上の効率が低いか、腐食及びキャビテーションによって効率が低下している可能性がある。

そのため、より効率の高い新しい機器への取り替えによるエネルギー出力増加のポテンシャルがあり、一般的には容量の増加も伴うものとなる。現在稼働中の既存の電気及び機械機器は、今後 30 年間で新たな技術を適用して取り替える必要があり、それにより効率の向上及び出力や発電エネルギーの増加の実現に加え、環境設計原理の利用によって環境問題解決策の改善を実現していく必要がある（UNWWAP, 2006）。

水力発電の土木構造物は、大規模水力発電においては初期投資コストの最大 70% を占め、寿命は最大 100 年以上と予測されている。設備に関して言えば、30 年が過ぎれば、改修が魅力的なオプションとなる場合がある。技術の進歩によって、主要な機器または場合によっては発電装置全体の交換が有効となる可能性もある。一般的に、発電機器はプロジェクトの寿命中に、2、3 回は技術的に進んだ電気機器、機械機器に改良または交換されるので、それによって同じ流量の水をより効率的に使用出来るようになる（UNWWAP, 2006）。

米国エネルギー省は、アメリカにおいて、30,965MW の総容量を有する、1970 年以前に作られたプラント・ユニットを交換すれば、効率の向上によって発電量を 6.3% 増加させることが出来ると報告している。テネシー川流域開発公社及びその他の水力発電事業者のための研究によれば、新しい設備と技術の導入、及び水利用の最適化によるアメリカの従来型水力（75,000MW）の発電量の増加は 2～5.2% と推定されている（Hall et al., 2003）。ノルウェーでは、新しい設備による効率の向上、容量の増加、損失落差と水損失の低減、及び運用の改善を組み合わせることによって、既存の水力からのエネルギー出力を 5～10% 増加させることが出来ると推定されている。

落差及び流量における運用範囲の拡大に加え、環境的パフォーマンスと信頼性の向上、コストの削減を目的とした多くの新技術の開発や材料の研究が進行中である。開発中の将来性のある技術の中には、可変速技術、マトリックス技術、魚類に影響を与えにくい水力タービン、流れ利用の水力タービン、耐摩耗性の水力タービン、及び新しいトンネルやダム技術がある。低い（15m 未満）または非常に低い（5m 未満）落差の利用を目的とした新技術によって、従来の技術では適用範囲外であった水力発電向けの場所を多く開拓出来る。数値流体力学（CFD）の利用は、幅広い流量において高い効率を保つ水力タービンの設計を可能にする重要な手段である。人工知能、ニューラル・ネットワーク、ファジィ論理、及び遺伝的アルゴリズムなどのその他の技術も、運用の改善及び水力発電設備の維持コストの削減に利用されるようになってきている。

水力発電の技術的ポテンシャルに関する利用可能なデータのほとんどは、低落差水力発電の優位性が高くなかった数十年前に現地調査に基づいて作られたものであるため、低落差の水力発電のポテンシャルに関する既存のデータは完全ではない。たとえば、最近カナダでは、低落差水力発電のみでも 5,000MW の市場ポテンシャルがあることが確認されている（カナダでは、5m 以下のものが低落差と定義されている）（Natural Resources Canada, 2009）。また、ノルウェーでは、これまで環境的に実行可能な小規模水力発電（10MW 以下）の市場ポテンシャルは 7TWh（25.2PJ）と想定されていた。しかし、2002 年から 2004 年にかけて行われた研究によって、この市場ポテンシャルは、kWh 当たり 6US セント以下のコストで約 25TWh（90PJ）、kWh 当たり 9US セント以下のコストで約 32TWh（115PJ）になることが分かった（Jensen, 2009）。

5.7.1 可変速技術

通常、水力タービンは、速度、落差、及び流量で決められる 1 つの運転点において最適設計されている。定速運転では、落差または流量のずれによって効率が低下する。流れ及び落差が基準値から大きく離れる場合における水力タービンの動作の柔軟性を向上させるため、水力発電プラントにおける可変速発電技術の適用には多くの利点がある。効率の向上に加えて、水中の泥砂による摩耗も低減することが出来る。シミュレーション研究では、固定速度プラントと比べて、発電が大幅に増加することが確認されている（Terens and Schafer, 1993; Fraile et al., 2006）。

²⁵ 10.5 は、再生可能技術全体にわたる技術の進歩のドライバー及び傾向に関する補足的な展望を示している。

5.7.2 マトリクス技術

複数の小型ユニットが利用可能な水流がある場所には、それに合った数の水力タービンと発電機からなる同一の小型ユニットを格子状(マトリクス)の形にしたフレームに入れて、設置することができる。運用中、任意の数のユニットを起動及び停止出来るため、稼働中のものは常に最適なフロー条件下で動作させることが出来る。この技術は、灌漑ダム、低落差の堰、閘門などの低い落差で水を放出する既存の建造物において導入することが出来る (Schneeberger and Schmid, 2004)。

5.7.3 魚類に配慮した水力タービン

魚類に配慮した水力タービン技術は、創傷または死亡のリスクを最小化することによって低落差水力タービンを通る魚類に対して安全なアプローチを取る新興の技術である (Cada, 2001)。従来型の水力タービン技術は発電のみに焦点を当てているが、魚類に配慮した水力タービンは、発電と魚類の保護の両方に益するものである²⁶。Alden Laboratory (アメリカ) は、魚類に配慮した水力タービンは 94~100%の魚類の生存率を保ちつつ 90.5%の最大効率を発揮すると予想している (Amaral et al., 2009)。ある水力タービン製造業者は、カプラン・タービンを魚類に配慮した形に改良することで魚類の生存率は約 98%になると予想している²⁷。

5.7.4 流体動力学水力タービン

一般的に、1.5 または 2m 以下の落差を持つプロジェクトは従来技術では実現不可能である。新しい技術は、小さい水位の変化を利用するために開発されているが、それは一般的に落差による位置エネルギーではなく、河川の流れにおける運動エネルギーに依存している。これらの技術は、運動水力発電 (kinetic hydropower) または流体動力学学と呼ばれることが多い (この技術の詳細については 6.3 節を参照)。潮流及び海流からエネルギーを得るために開発されている流体動力学装置は、地上でも天然の河川、及び水路、導管、冷却水排出パイプ、既存のダムの放水路などの人口の水路の両方において導入される場合もある。これらのシステムには、水中設置の水力タービン (横軸または縦軸) を利用するのも 1 つある。大型の水中タービンの翼は、風によって風車の翼が動くように、移動する水によって駆動される。これらの翼は、発電機を作動させ、水の流れからエネルギーを取り出す (Wellinghoff et al., 2008)。

「自由流 (free flow)」または「流体動力学」発電は、ダムまたは分水路を必要とせず、移動する水からエネルギーを得る。流体動力学技術は潮の満ち干、海流、及び波からの発電を含むが、短期的にはその最も実践的な利用法は河川及び小川におけるものである可能性が高いと考えられている (6.3.4 節を参照)。流体動力学水力タービンのエネルギー密度は低い。

2007 年の研究では、現在のアメリカにおける 75,000MW の水力の発電容量 (揚水式を除く) は、河川及び人口の水路における流体動力学発電からの寄与 (12,800MW) を含め、約 2 倍になる可能性があるという結論付けられている (EPRI, 2007)。

米連邦エネルギー規制委員会による 2007 年 11 月 30 日に発行された「政策方針」 (FERC, 2007) では、以下のよう

に述べられている。

「推定では、新しい流体動力学技術が完全に開発されれば、アメリカの水力発電量を倍にすることができ、それによって国家の電力供給に占める割合が 10%以下から約 20%になると示唆されている。この新しいクリーンな電力源の潜在的な便益を考え、委員会はその開発の規制上の障壁を緩和する措置を講じた。」

非常に落差の低いプロジェクト及び流体動力学プロジェクトの潜在的な寄与は、通常、既存の水力資源評価に含まれていない (5.2 節を参照)。通常、評価は、古いデータ及び現在の値と将来の値よりも低いエネルギー価格に基づいている。そのため、これらの新しい供給源がより綿密に調査され、技術が改善されれば、水力資源ポテンシャルが大幅に増加する可能性が高い。

5.7.5 新しい材料

腐食、キャビテーション損傷、及び摩耗は、水力発電設備に対する主な損耗効果である。ステンレス鋼などの適切な実証済みの材料の集中的な使用及びコーティング用の新しい材料の開発によって、設備の損耗を低減し、寿命を延ばすことが出来る。ほぼすべてのプラント (土木) 構造物において、材料開発は改善されてきた。たとえば、a)

²⁶ 参照:

canmetenergy-canmetenergie.nrcan-rncan.gc.ca/eng/renewables/small_hydropower/fishfriendly_turbine.html.

²⁷ Fish friendliness, Voith Hydro, June 2009, pp 18-21; www.voithhydro.com/media/Hypower_18_18.pdf

ファイバーグラス製の水圧管、b) 流体機械設備用の腐食防止システムの改良、c) 適切な材料の組み合わせに導く電食の理解の進展、及び d) プラスチック・スライド・レールを持つ塵埃収蔵システムなどである。

河川内の水には、特に土壌浸食によって堆砂負荷が高くなる洪水イベント中には、多量の流出した土砂が含まれることが多い。貯水池ではこの土砂分が蓄積する時間がある場合があり、自流水発電では堆砂はほとんどが水力タービンまで水流に乗る場合がある。堆砂が石英などの硬い鉱物を含む場合、ガイドベーン、ランナ、及びその他の鋼製の部品の摩耗による損傷が非常に強くなり、即座に効率が低下するか、非常に短い期間で水力タービンが完全に壊れる可能性がある（Lysne et al., 2003; Gummer, 2009）。水力タービンのランナの浸食摩耗は複雑な現象であり、粒子の大きさ、密度、及び硬度、濃度、流速、及び原料物質特性などの様々なパラメータに依存している。水力タービンの効率は、浸食摩耗の増加とともに減少する。この問題に対する伝統的な解決策は、泥砂を閉じ込める沈砂室を作り、バイパスする土砂吐きから流し出すという手法であったが、すべての粒子、特に微粒子を閉じ込めるのは非常に難しい。鋼表面を硬度の高いセラミック・コーティングで被覆し、浸食摩耗から保護またはその過程を遅らせる新しい解決策も開発されている。

水力発電プラントにおける研磨粒子の問題は新しいものではないが、堆砂の多い河川を持つ開発途上国における水力開発が増加するにつれて、より重要性を増してきている。たとえば、インド、中国、及び南アメリカにおける多くの新しいプロジェクトは、土砂濃度の高い河川において計画されている（Gummer, 2009）。この問題は、ピーク利用における水力プラントの利用が増加した場合にも重要度が増す可能性がある。

三次元水流シミュレーションを用いた近代的な水力タービン設計は、水力タービンのランナ及びガイドベーン／ステイベーンの形状の改善によってエネルギー変換における効率を向上させるのみならず、高落差発電プラントにおけるキャビテーション損傷の減少及び堆砂負荷の高い水を扱う際の摩耗効果の減少にもつながる。その他の発明は、損傷の可能性を下げる改良された自己潤滑型軸受、油圧サーボモータの代替としての電気サーボモータの使用などに関係している。

5.7.6 トンネル建設技術

最近、ノルウェーで、石油掘削技術をベースにした超小型のトンネル（直径 0.7～1.3m）用の新しい設備が開発されており、硬岩で試験され、発電所から取水口まで、発電所から最大 1km 以上の小規模水力用「水圧管」の直接的な傾斜掘削の可能性が開かれている（Jensen, 2009）。これによって、コストを下げた小規模水力用地上水圧管による環境的及び視覚的影響を低減し、小規模水力に利用出来る場所も増やすことができるだろう。

5.7.7 ダム技術

最近、世界大ダム会議（ICOLD）は、既存の水力発電ダム及び新しい（計画中の）水力発電ダムの計画の改善に重点を置くことを決定した。世界のダムに対する投資は、今後 10 年間に於いて年間約 300 億 US ドルになると思われる、より費用対効果の高い解決策によってコストは 10～20%削減出来る。また、世界大ダム会議は、多目的ダム及び多目的な水利用プロジェクトのための計画手段の改善を推進しようとしている（Berga, 2008）。5～15m の高さの小規模ダムにおける同様の活動も、世界大ダム会議が重視している主要な問題の 1 つである。

ローラー・コンパクトド・コンクリートダム（RCCダム）は、1970 年代にカナダで始められた比較的新しいダムの種類である。この種類のダムはその他の重力ダムで使用されるものよりもかなり乾燥したコンクリートを使用して建設され、より迅速かつ経済的なダムの建設が可能になる（従来のコンクリート打ちの手法と比較して）。この種類のダムは将来的にはさらに利用され、建設コストに加えて水力発電におけるエネルギー・コストが下がると想定されている。

5.7.8 運用の最適化

個別のユニットの設定、複数のユニットの動作の協調、及び複数の貯水池からの放出パターンを含め、プラント運用の様々な側面を最適化することで、任意のプラントにおける水力発電量を増加させることが出来る。テネシー川流域開発公社などの連邦政府関係機関の経験及び水力発電産業を交えた戦略的計画ワークショップによると、研究開発への新規の投資や技術移転を考慮すれば、水力システムにおいて運用を大幅に改善出来ることは明らかである（Sale et al., 2006b）。将来的に、最適化モデルと組み合わせた水文予測の改善によって、運用及び水利用が改善され、既存の発電プラントのエネルギー出力が大幅に増加する可能性が高い。

5.8 コストの傾向²⁸

²⁸ 第 10.5 章では、再生可能エネルギー技術全体にわたる技術的進歩のドライバー及び傾向に関する補足的な展望を示し

水力発電は成熟した再生可能エネルギー技術であり、他の多くの電力技術と比べて、電力だけでなく他の様々なサービスを低コストで提供することが出来る。前の節で概説したような現在利用可能な技術の改善に関する様々な展望が存在するが、その他のカウンターバランス要因があるため、これらが明確かつ継続的なコスト傾向につながる可能性は低い。

本節では、水力発電プラントの均等化発電原価 (LCOE) に影響する基本的要因を解説している。その要因は、a) 先行投資コスト、b) 運転保守 (O&M) コスト、c) 解体コスト、d) 設備容量、e) 投資の経済的寿命、及び f) プロジェクトの財政支援のコスト (割引率) である。

本節のコストに関連する議論は、民間投資家の見方に大きく限定される。第 1 章、第 8 章及び第 11 章で、コスト上の課題に関する補足的な見方を提示し、その対象は統合コスト、外部コストと便益、経済全体のコスト及び政策コストなどである。

IEA 及びその他の組織によって 2003 年から 2010 年にかけて発表された多数の研究を主に利用し、本節を通じて過去のコスト傾向及び将来の予想されるコスト傾向を提示している。Box 5.3 では、本節で評価した資料の概要を示すため、これらの研究それぞれを簡潔に説明している。研究自体で提示された均等化発電原価はすぐに比較は出来るものではないが、それらに影響する基本的なコスト・パラメータと合わせて検討する必要がある。そのパラメータ及び結果として得られる研究ごとの均等化発電原価の幅は、最近の条件に関しては表 5.7a で、将来のコストを視野に入れた場合に関しては表 5.7b でまとめられている。

本節後半では、水力発電による電気にかかるコストに影響する基本的なコスト及びパフォーマンス・パラメータの一部が、幅広い入力値の仮定の下での水力発電プラントにおける最近の均等化発電原価の数値の推定に使用されている。これらの計算で使用された方法論は Annex II で解説しており、また、入力想定及び結果として得られる均等化発電原価の幅も本報告書の Annex III で一覧にしており、第 1 章及び第 10 章で取り上げている。

しかし、均等化発電原価は水力発電の経済的価値または採算性の唯一の決定要因ではないという点を認識することが重要である。たとえば、ピーク電力需要を満たすように設計された水力発電プラントでは、均等化発電原価は比較的高くなる場合がある。しかし、この場合、電力単位当たりのコストが一般的に高くなるだけでなく、ピーク需要時の平均電力価格ひいては市場に売られる電力単位当たりの収益も高くなる。

水力発電は、電力に加えて複数のサービスを提供する可能性があるため、個々の目的への総コストの割り当ても結果として得られる均等化発電原価に影響する。多目的プロジェクトのコストの計上については、5.8.5 節で取り上げている。

Box 5.3: いくつかの重要な水力発電コストの研究概要

Hall et al. (2003) は、アメリカに関する研究を発表した。そこでは、43,036MW の総ポテンシャル容量を持つ 2,155 のサイトが調査され、投資コストに基づいて分類されている。その分布曲線は、500US ドル/kW 以下から 6000US ドル/kW 以上までの幅がある投資コストを示している (図 5.18)。コストが非常に高いいくつかのプロジェクトを除いて、分布曲線は最大 95% のプロジェクトにおいてほぼ直線になっている。この研究で定義される水力の投資コストには、許認可、プラント建設、魚類及び野生生物のための影響緩和、レクリエーションのための影響緩和、歴史的及び考古学的影響緩和、及び水質監視のコストが含まれている。

VLEEM-2003 (Very Long Term Energy-Environment Model) は、フランス、ドイツ、オーストリア、及びオランダにおける多くの研究機関によって実施された EU が資金提供したプロジェクトである。その報告書の 1 つは、アジア及び西ヨーロッパに最も重点を置いており、202,000MW の総容量を有する世界の 250 例の水力発電に関するコスト推定値を含めた詳細な情報を含んでいる (Lako et al., 2003)。これらのプロジェクトは、2002~2020 年の間の運転開始に向けて計画された。

WEA-2004. 世界エネルギー評価 (WEA) は、2000 年に初めて、国連開発計画 (UNDP)、国連経済社会局 (UNDESA)、及び世界エネルギー会議 (WEC) によって発表された。元の報告書 (UNDP/UNDESA/WEC, 2000) の改訂版が 2004 年に発行され (UNDP/UNDESA/WEC, 2004)、この版からのデータがここでは使用されている。この報告書は、現在及び将来の水力開発両方におけるコスト推定値を示している。コスト推定値は、kW 当たりの US ドル単位のターンキー投資コスト及び kWh 当たりの US セント単位のエネルギー・コストとして示されている。コスト推定値及び設備容量は、小規模及び大規模水力における値が独立した幅として与えられている。

ている。

IEA は、既存及び将来の水力発電の両方におけるコスト・データを参照出来る *World Energy Outlook 2008* (IEA, 2008a)、*Technology Perspectives 2008* (IEA, 2008b)、及び *Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition* (IEA, 2010b) を含むいくつかの報告書を発表している。

EREC/グリーンピース。 欧州再生可能エネルギー評議会 (EREC) 及びグリーンピースは、2008 年に *Energy [R]evolution: A Sustainable World Energy Outlook* と呼ばれる研究を発表した (Teske et al., 2010)。この報告書は、再生可能エネルギー、特に風力及び太陽エネルギーの利用が増加した場合の世界のエネルギー・シナリオを提示している。それには、2050 年までの詳細な分析及びそれ以降 2100 年までの展望が含まれている。水力も含まれており、コストの将来的シナリオは 2008 年から 2050 年にかけて与えられている。

BMU Lead Study 2008: Further development of the strategy to increase the use of renewable energies within the context of the current climate protection goals of Germany and Europe (BMU, 2008) が、ドイツ連邦環境自然保護原子力安全省 (BMU) によって開始され、2008 年 10 月に発表された。これには、2050 年までの水力開発の推定コストが含まれている。

Krewitt et al. (2009) は、2000～2008 年の多数の研究の成果を検討し、まとめた。将来のコスト推定値のためのデータの主な出典は、UNDP/UNDESA/WEC (2000)、Lako et al. (2003)、UNDP/UNDESA/WEC (2004)、及び IEA (2008) である。

REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) による世界的な現状に関する報告書が定期的に発表されており、最新の改訂は 2010 年に行われている (REN21, 2010)。

ECOFYS 2008. REN21 のために Ecofys が提供した背景報告書 *Global Potential of Renewable Energy sources: A Literature Assessment* では、想定される水力資源ポテンシャル及び未開発の技術的ポテンシャルの開発コストの両方に関してデータを参照することが出来る (Hoogwijk and Graus, 2008)。

表 5.7a: 水力のコストの幅: 10 の研究からの主要なコストパラメータのまとめ

出典	投資コスト (IC) (US ドル (2005 年)/kW)	運転保守コスト (投資コスト の%)	設備利用率 (%)	寿命 (年数)	割引率 (%)	均等化発電原価 (セント/kWh)	コメント
Hall et al. 2003 参照: Hall et al. (2003)	500 以下 ~ 6,200 中央値: 1,650 90% 3,250 以下		41~61				アメリカの 2,155 プロジェクト 計 43,000MW 年間設備容量(ロードアイランドを除く)
VLEEM-2003 参照: Lako et al. (2003)	500 以下 ~ 4,500 中央値: 1,000 90% 1,700 以下		55~60				2002~2020 年に立ち上げられる 250 のプロジェクト 総容量: 202,000MW 世界規模(主にアジア及びヨーロッパ)
WEA 2004 参照: UNDP/UNDESA/WEC (2004)	1,000~3,500 700~8,000		35~60 20~90			2~10 2~12	大規模水力 小規模水力 (10MW 以下) (報告書内では明確に均等化原価として言及はされていない)
IEA-WEO 2008 参照: IEA (2008a)	2,184	2.5	45	40	10		
IEA-ETP 2008 参照: IEA (2008b)	1,000~5,500 2,500~7,000	2.2~3			10 10	3~12 5.6~14	大規模水力 小規模水力
EREC/Greenpeace 参照: Teske et al. (2010)	2010 年に 2,880	4	45	40	10	10.4	
BMU Lead Study 2008 参照: BMU (2008)	2,440				6	7.3	研究はドイツにのみ適用される。
Krewitt et al 2009 参照: Krewitt et al. (2009)	1,000~5,500	4	33	30		9,8	指標となる 2000 年の平均均等化発電原価
IEA-2010 参照: IEA (2010b)	2010 年に 750~ 19,000 (平均 1,278)		51	80 80		2.3~45.9 4.8	0.3~18,000 MW の 13 プロジェクトの幅 すべてのプロジェクトの加重平均
REN21 参照: REN21 (2010)						5~12 3~5 5~40	小規模水力 (10MW 未満) 大規模水力 (10MW 超) 非系統連系 (1MW 未満)

表 5.7b: 水力の将来のコスト: 5 つの研究からの主要なコスト・パラメータのまとめ

出典	投資コスト (IC) (US ドル (2005 年)/kW)	運転保守コスト (投資コスト の%)	設備利用率 (%)	寿命 (年数)	割引率 (%)	均等化発電原価 (セント/kWh)	コメント
WEA 2004 参照: UNDP/UNDESA/WEC (2004)						2~10	トレンドなし: 将来のコスト が 2004 年の水準と同じ。 小規模水力と大規模水力で水 準が同じ
IEA-WEO 2008 参照: IEA (2008a)	2030 年に 2,194 2050 年に 2,202	2.5 2.5	45 45	40 40	10 10	7.1 7.1	
IEA-ETP 2008 参照: IEA (2008b)	2030 年に 1,000 ~5,400 2050 年に 1,000 ~5,100 2030 年に 2,500 ~7,000 2050 年に 2,000 ~6,000	2.2~3			10 10 10 10	3~11.5 3~11 5.2~13 4.9~12	大規模水力 大規模水力 小規模水力 小規模水力
EREC/Greenpeace 参照: Teske et al. (2010)	2030 年に 3,200 2050 年に 3,420	4 4	45 45	40 40	10 10	11.5 12.3	
Krewitt et al 2009 参照: Krewitt et al. (2009)	2030 年に 1,000 ~5,400 2050 年に 1,000 ~5,100	4 4	33 33	30 30		10.8 11.9	指標となる 2030 年の平均均等 化発電原価 指標となる 2050 年の平均均等 化発電原価

5.8.1 水力発電プロジェクトの投資コスト及びそれに影響を及ぼす要因

全体としては、コストは2つの主要な分類に分けることが出来る。1つは一般的に水力発電の最も大きなコストである土木建設コスト、もう1つは電気・機械機器のコストである。さらに、投資コストには、計画のコスト、環境的影響の分析、許認可、魚類及び野生生物のための影響緩和、レクリエーションのための影響緩和、歴史的及び考古学的影響緩和、水質の監視及びそのための緩和のコストが含まれている。

土木建設コストは、プロジェクトの開発が予定されている国における価格の傾向に従う。経済が移行期にある国の場合、地域の労働力及び材料の利用によって、このコストは相対的に低くなる可能性が高い。

主に地形、地質条件、及びプロジェクトの建設設計の固有の特徴が原因となり、土木建設コストは常に場所によって変動する。そのため、同じ容量のプロジェクトの場合でも、投資コスト及び均等化発電コストが異なる場合がある。

土木建設コストとは対照的に、電気機械機器のコストは、その部品の世界的な市場価格に準じている。図 5.17 は、Alvarado-Ancieta (2009) が示した様々な水力発電における電気機械機器の典型的なコストを図示している。

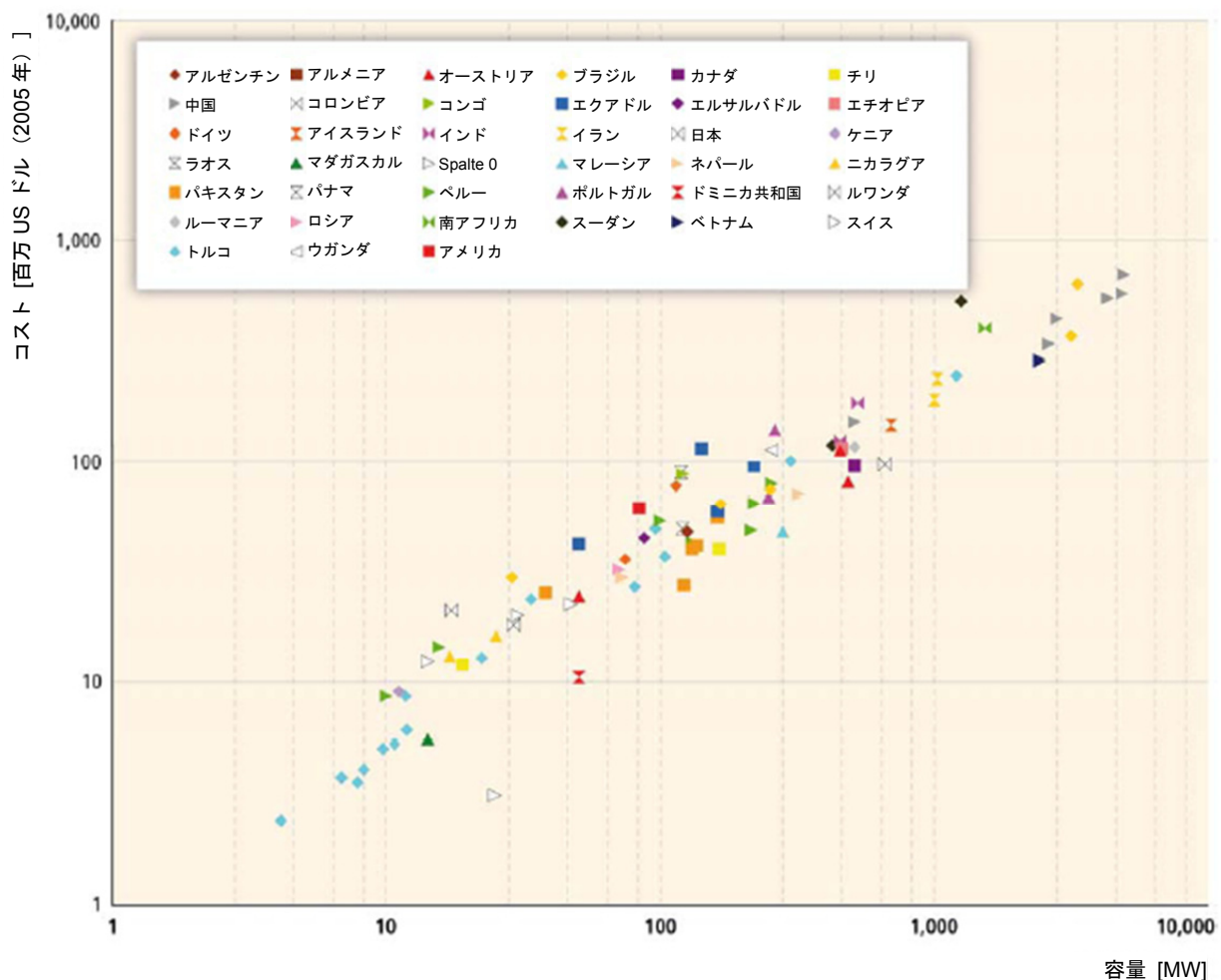


図 5.17: US ドル (2008 年) で表した、アメリカ、アジア、ヨーロッパ、及びアフリカの 81 基の水力発電プラントにおける設備容量の関数としての電気機械機器のコスト。出典: Alvarado-Ancieta (2009)

図 5.18 は、多数の規模の異なるアメリカのプロジェクトを調査して得られた投資コスト傾向を示している。この図の出典は、新しいサイトにおける典型的なプラント投資コストを示している Hall et al. (2003) による研究である。

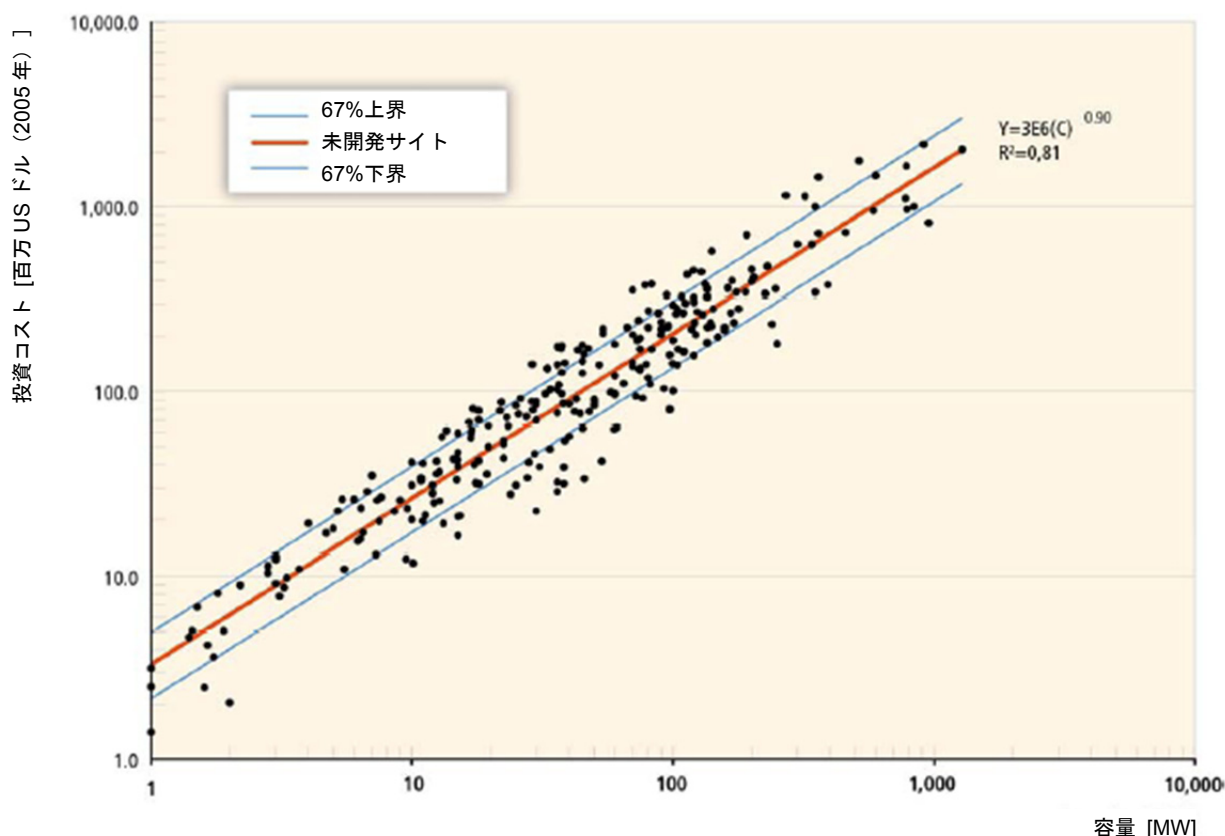


図 5.18: 未開発サイトのプラント容量の関数としての水力発電プラント投資コスト。出典: Hall et al. (2003) (注: 両軸に対数目盛を付けている。)

図 5.18 は、容量が増加するにつれ投資コストも増加する一般的傾向があるが、一般的な（青の）傾向線からの広がりにより、同じ容量のプロジェクトでもコストは多様であることを示している。たとえば、100MW の規模を有するプロジェクトにおける平均投資コストは 2 億 US ドル（2002 年）（2,000US ドル（2002 年）/kW）であるが、コストの幅は 1 億 US ドル（2002 年）（1,000US ドル（2002 年）/kW）未満から 4 億 US ドル（2002 年）（4,000US ドル（2002 年）/kW）以上までとなっている（もちろん、よりコストの高いプロジェクトも存在し得るが、それらは選定過程ですでに分析対象から外されている）。

設備容量が 5MW 以下の水力発電では、電気機械機器のコストの割合が大きくなる傾向にある。容量が大きくなるにつれ、次第に土木構造物のコストの割合が増してくる。土木建設コストに最も影響する建設プロジェクトの（土木）構造物は、ダム、取水口、水圧導管（トンネル及び水圧管）、及び発電所であるため、これらの要素は、土木工事設計段階において慎重に最適化する必要がある。

発電ユニットの規模を落としても、数を増やすことで同じ総発電容量を実現することが可能である。多数の小型発電ユニットを用いたプラントは、より数が少なく規模も大きいユニットに比べて kW 当たりのコストが高くなる。発電ユニットの数の増加に伴う設備容量 kW 当たりのコストの上昇は、送電系統への水力発電プラントの統合の効率及び柔軟性の向上によって正当化される。

特定の投資コスト（設備容量 kW 当たり）は、落差及びプロジェクトの設備容量の上昇によって低下する傾向がある。落差が高くなれば、より少ない流量で水力発電が導入可能になるため、水が流れる導管または水路を小さくすることが出来る。設備の規模も小さくなり、関連するコストは低くなる。

Box 5.3 及び表 5.7a で挙げた研究の内 2 つの結果を用いて、特定の地理的地域内における投資コストの特徴的な分布を示すことが出来る。詳細な投資コストの調査によって、特定の投資コストまたはそれ以下のコストで活用可能な技術的ポテンシャルの程度を評価することが出来る。多くの地域において、そのような研究は、発表された文献ではすぐに利用出来るものはない。累積投資コストに関する 2 つの研究の結果は、図 5.19 に示されている。Hall et al. (2003) によるアメリカの特色を示した投資コストの研究をまとめると、総容量 43,000MW になる 2,155 例の水力発電における投資コストの幅は、500US ドル（2005 年）/kW 未満から 6,000US ドル（2005 年）/kW 以上であることがわかる。評価された技術的ポテンシャルの 25%は 960US ドル（2005 年）/kW 以下の投資コストで開発可能であり、また 960～1,650US ドル（2005 年）/kW のコストで 50%、1,650～2,700US ドル（2005 年）/kW のコストで

75%開発することが出来る。

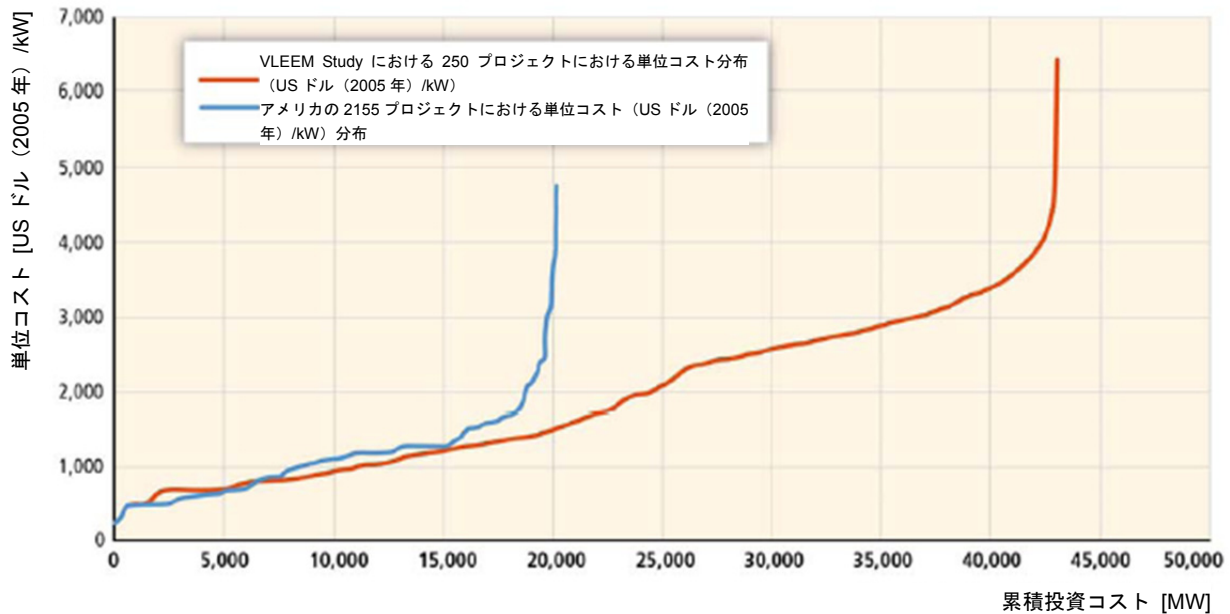


図 5.19: アメリカで調査された 2,155 例の水力発電サイト（Hall et al., 2003）及び VLEEM プロジェクトで世界的に調査された 250 例の水力発電サイト（Lako et al., 2003）における投資コスト（US ドル（2005 年）/kW）の分布。このグラフは、累積容量曲線とも呼ばれる。

総容量 202,000MW に及ぶ世界の 250 プロジェクトにおけるコスト推定値の同様な概要が、VLEEM-2003 の研究でまとめられている（Lako et al., 2003）。ここでは、投資コストの幅は 450US ドル（2005 年）/kW から 4500US ドル（2005 年）/kW となっている。加重コスト（パーセンタイル）については、25%が 660US ドル（2005 年）/kW 以下、50%（中央値）が 1,090US ドル（2005 年）/kW 以下、そして 75%が 1,260US ドル（2005 年）/kW 以下のコストで開発可能とされている。一般的に、これら及びその他の研究は、貯水池式水力発電の最近の平均投資コストの値は 1,000～3,000US ドル（2005 年）/kW であると示唆している。特定の地域における小規模プロジェクトでは、投資コストがこれらの数値を超える可能性があるが、より低い投資コストも実現可能な場合もある。しかし、それに続く均等化発電原価計算では、1,000～3,000US ドル（2005 年）/kW の幅が水力発電のほとんどを代表していると考えられる。

5.8.2 水力発電の寿命において発生するその他のコスト

運転保守（O&M）コスト：水力発電プラントは継続的に発生する燃料コストを必要としないため、一度建設され、運用が開始されれば、水力発電プラントは通常、わずかな保守作業しか必要とせず、運用コストも低く抑えることが出来る。一般的に、運転保守コストは kW 当たりの投資コストの割合として示される。EREC/グリーンピースの研究（Teske et al., 2010）及び Krewitt et al. (2009) は、4%を使用しているが、これは小規模水力には適切であるが、大規模水力発電プラントには高すぎる値である。IEA WEO は IEA-ETP において、大規模水力に対して 2.5%（IEA, 2008a）及び 2.2%を使用しており、より規模が小さく費用の高いプロジェクトでは 3%に引き上げている（IEA, 2008b）。水力の典型的な平均運転保守コストは 2.5%であり、この数値はそれに続く均等化発電原価計算で使用されている。

解体コスト：水力発電プラントが解体されることは稀であるため、文献で解体コストに関する情報を見つけることは非常に難しい。解体の代替案は、再度の許認可を経て、運用を継続することである。文献ではダム解体の例はいくつか報告されているが、これらのダムは通常、水力発電ダムではない。水力発電の長い寿命により（5.8.3 節を参照）、将来の 40～80 年後に発生する解体コストが均等化発電原価に大きく影響する可能性は低い。そのため、一般的に、水力の解体コストは均等化発電原価分析には含まれていない。

5.8.3 水力の均等化原価に影響するパフォーマンスのパラメータ

設備利用率：太陽熱、風力、波力などの様々なエネルギー源において、エネルギー資源の統計的分布は、設備利用率の主な決定要因である。しかし、水力の場合は一般的に、流れの統計的分布と発電に対する市場需要の特徴の両方を考慮し、設備利用率はプロジェクトの計画及び最適化において設計される。ピーキング発電プラントは、ピー

ク時にのみ系統にピーク電力を供給するため、10～20%など設備利用率が低くなるように設計される。一方、アルミニウム工場へのエネルギー供給用の発電プラントは、ほぼ一定のベース・ロードを供給するため、設備利用率が80%以上になるように設計される場合がある。ベース・ロードでの発電用に水の流れの安定性を高めるために貯水池が作られる場合があるが、貯水池は、ピーク対応運転を行う発電プラントのために大きく変動させた（それでも当てにできるような）流量を供給するよう設計することも出来る。

設備利用率が低いと、生産量が低くなり、均等化発電原価は高くなる。IEA（2010b）などは平均4,470時間または51%を使用しているが、Krewitt et al.（2009）は水力発電に対して低い値（2,900時間または33%）を使用している。IEAからのエネルギー統計の分析は、既存の水力発電システムの典型的な設備利用率は40%以下から60%近くまでの幅がある（アメリカ37%、中国42%、インド41%、ロシア43%、ノルウェー49%、ブラジル56%、カナダ56%）としている。図5.3では各地域の平均設備容量が示されており、オーストラレーシア（南洋州）/オセアニアは32%、ヨーロッパは35%、アジアは43%、北アメリカは47%、アフリカは47%、ラテンアメリカは54%となっている。2009年の世界の加重平均は約44%である。

Annex IIIで挙げたパラメータ及びAnnex IIで説明した方法に基づいて、図5.20(a)は、3つの異なる投資コスト・シナリオ（1,000、2,000、及び3,000USドル（2005年）/kW）の下での水力の均等化発電原価に対する30～60%の設備利用率の影響を示している。その他のパラメータの想定には、投資コストの割合として2.5%/年の運転保守コスト、60年間の経済設計寿命、及び7%の割引率が含まれる。図5.3からの地域の平均水力設備利用率も、グラフで示している。

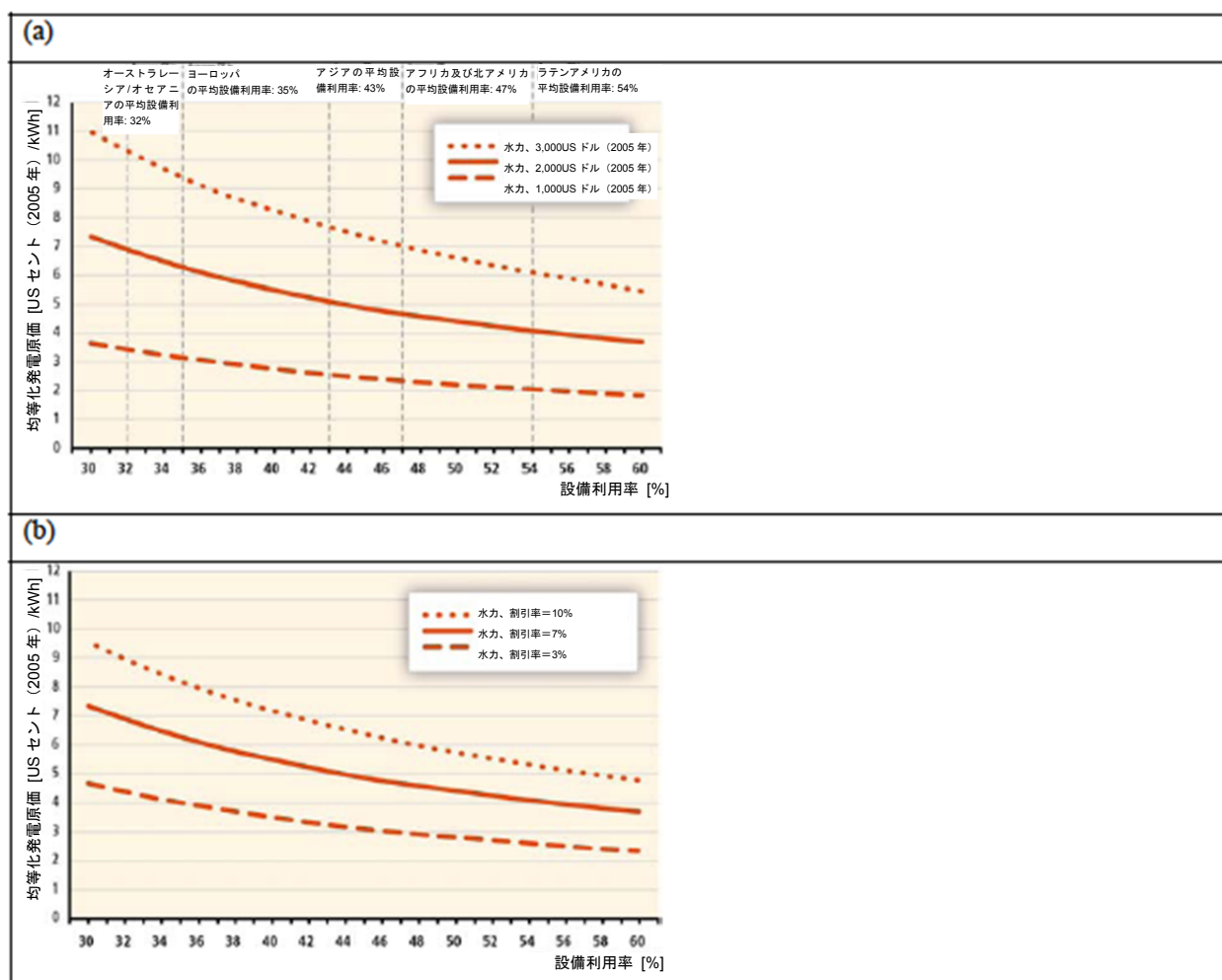


図 5.20: 最近の概算による水力の均等化原価 (a)設備利用率と投資コストの関数としての、また(b)設備利用率と割引率の関数としての最近の水力の均等化発電原価。出典: Annex III

注: (a)では割引率は7%と想定、(b)では投資コストは2000USドル/kWと想定、(a)及び(b)においては年間運転保守コストは投資コストを2.5%/年、プラント寿命を60年間と想定している。

寿命: 水力、特に大規模水力の場合、最も大きいコストの（土木）構造物は、ダム、トンネル、水路、発電所などの寿命の非常に長い土木構造物である。一般的に、寿命がはるかに短い電気機械機器のコストへの影響はより小さ

い。そのため、水力にはその他の発電源よりも長い寿命を適用するのが一般的である。Krewitt et al. (2009) は 30 年、IEA-WEO 2008 (IEA, 2008a) 及び Teske et al. (2010) は 40 年、IEA (2010b) は 80 年を、水力発電の寿命としている。Annex III、第 1 章、及び第 10 章で示す均等化発電原価計算で採用しているのは 40～80 年である。

割引率:²⁹ 割引率は厳密にはパフォーマンスのパラメータではない。それにもかかわらず、投資の寿命において一般的に発生する経費及び収益のパターンによって、均等化発電原価に大きな影響を与える可能性がある。一般的に、民間の投資家は、利用可能な投資選択のリスクとリターンの特徴によって割引率を選ぶ。初期投資が低く、維持費が高い技術には、高い割引率が有用となる。水力を含む再生可能エネルギー源の多くは比較的先行投資コストが高く、継続的に発生するコストは低いいため、一般的に低い割引率は再生可能エネルギー源に対して有利に働く。この効果は、水力のように長い寿命を持つ技術においてより顕著となる。一部の研究は、均等化発電原価の計算に用いた割引率を明示していない。BMU Lead Study 2008 (BMU, 2008) は 6%を用いている。IEA (2010b) では、エネルギーコストは、5%と 10%両方の割引率で計算されている。水力の場合、5%から 10%に増加することで、均等化発電原価は 100%近く上昇する。様々な設備利用率に対して本報告書で使用した 3%、7%、及び 10%の割引率に関して、割引率と結果として得られる均等化発電原価の関係は、図 5.20(b)に示している。使用したその他の入力想定は、2,000US ドル (2005 年) /kW の投資コスト、投資コストの 2.5%/年の運転保守コスト、及び 60 年の経済設計寿命である。

5.8.4 水力発電の過去及び将来のコスト傾向

文献上では、水力発電コストの過去の傾向に関する情報は比較的少ない。そのような情報は、すでに実施されたプロジェクトを多数調査することによって収集出来るが、水力発電は場所による特異性が高いため、大量のプロジェクトのサンプルに対して非常に詳細かつ時間のかかる分析を行わなければ、プロジェクトの(土木)構造物のコストにおける傾向を確認することは難しいだろう。そのため、投資コスト及び均等化発電コストにおける過去の傾向を示すことは難しい。

一般的な傾向としては、コストが安いプロジェクトが初めに開発され、いったんベストなプロジェクトが開発されれば、次第にコストの高いプロジェクトが開発されるだろうと想定することが出来る。(しかし、多くの障壁があり、「最安のプロジェクトを最初に」の選択は常に可能なわけではない。これらの障壁の一部は、5.4.5 節で解説している。) 全体的に、この一般的傾向のため、新しいプロジェクトではコストが徐々に増加する可能性がある。

一方、技術のイノベーション及び改善 (5.7 節で解説) によって将来的にコストは下がる可能性がある。水力発電システムの特定の(土木)構造物のコスト低下の経験的証拠は、図 5.10 でトンネル建設・コストに関して示している。しかし、水力発電の特定の投資コストまたは水力の均等化原価に関する全体的傾向の証拠は、そのような情報から導くことはできず、非常に限定的である。Kahouli-Brahmi (2008) によって、(地域の範囲及び期間の異なる様々な種類の水力に関して)、水力の投資コストにおける過去の学習率は 0.5%～2%であることが判明した。

Box 5.3 及び表 5.7b に含まれる研究では、将来のコスト傾向に関する共通見解は得られていない。一部の研究ではコストは徐々に下がると予想されているが (IEA, 2008b; Krewitt et al., 2009)、コストが徐々に上昇するとしている研究もいくつかあり、変化しないとしている研究も 1 つある (UNDP/UNDESA/WEC, 2004)。

この理由は、一部の(土木)構造物のコストは低下する可能性がある(トンネル建設・コストなど)一方、コストが増加する可能性があるもの(社会的及び環境的緩和コストなど)もあるという、水力発電プラントの複雑なコスト構造である可能性がある。この点については、WEA-2004 (Box 5.3 を参照) などで議論されており、そこではこれらの要因はおそらく互いにバランスを取ると結論付けられている。

本章の他の節で解説しているように、水力開発の増加には大きな技術的ポテンシャルがある。水力発電はその場所個別であるため、この技術的ポテンシャルは必然的にコストが大きく異なるプロジェクト (500US ドル (2005 年) /kW 以下から 5,000US ドル (2005 年) /kW 以上の幅である可能性が高い) を含む。

すでに説明したように、表 5.7a (最近) 及び表 5.7b (将来) に示す研究に基づく投資コストは、大体 1,000～3,000US ドル (2005 年) /kW (この幅を上回るまたは下回る可能性はあるが) である。将来のコストの傾向に関して各研究は一致していないが、2020 年までの短期的な将来においては現在のコストの幅が典型的であると想定されている。1,000～3,000US ドル (2005 年) /kW の投資コスト及び上述の設備利用率及び運転保守コストを考慮すれば、様々な割引率 (3、7、10) 及び寿命 (40 年及び 80 年) に関して水力の均等化発電原価の典型的な値を計算出来る。その結果は表 5.8 に示されており、それは 2020 年までの短期的な将来における水力の典型的な均等化発電原価を示唆している。表で示す結果を得るに当たって、運転保守コストは年間 2.5%、設備利用率は 45%で固定されている。

²⁹ 均等化発電原価に対する割引率の選択の影響に関する総合的な議論については、10.5.1 を参照のこと。

表 5.8 内の均等化発電原価の値は、表 5.7a で示すコスト推定値の標準範囲内に十分納まるが (UNDP/UNDESA/WEC, 2004; BMU, 2008; IEA, 2008b; IEA, 2010b; REN21, 2010)、Teske et al. (2010) 及び Krewitt et al. (2009) が得た値よりはいくらか低い。結果は、均等化発電原価は水力の典型的な寿命の範囲内 (40~80 年) では、投資コスト及び金利に影響を受けやすいが、寿命による影響はそれより小さいことを実証している。特に小規模プロジェクトは、kW 当たりのドル・ベースでは投資コストがより高くなると予想されているため、表 5.8 で示す幅の上限に近づく傾向があり、その範囲を超える場合もある。

表 5.8: US セント (2005 年) で表した現在及び近い将来 (2010~2020 年) の水力発電の典型的なパラメータにおける均等化発電原価

投資コスト (US ドル (2005 年) /kW)	割引率 (%)	運転保守コ スト (%/yr)	設備利用率 (%)	寿命 (年)	均等化発電 原価 (セン ト/kWh)	寿命 (年)	LCOE (セン ト/kWh)
1,000	3	2.5	45	40	1.7	80	1.5
1,000	7	2.5	45	40	2.5	80	2.4
1,000	10	2.5	45	40	3.2	80	3.2
2,000	3	2.5	45	40	3.5	80	2.9
2,000	7	2.5	45	40	5.1	80	4.8
2,000	10	2.5	45	40	6.5	80	6.3
3,000	3	2.5	45	40	5.2	80	4.4
3,000	7	2.5	45	40	7.6	80	7.3
3,000	10	2.5	45	40	9.7	80	9.5

5.8.5 その他の目的へのコストの割り当て

水力発電所は、灌漑、洪水調整、航行、道路、飲用水供給、漁業、レクリエーションなどの複数の目的と合わせて導入することが出来る。これらの目的の多くは、水を消費的に利用するため単独で提供できず、利用の優先度が異なる可能性がある。それぞれ利点及び欠点を有する個々の目的にコストを割り当てる方法は多様である。コスト割り当ての基本的な原則は、目的に割り当てたコストがその目的の便益を超えず、各目的が分離費用を負担するようにすることである。各目的の分離費用は、その目的が含まれる場合の多目的プロジェクトの総コストからその目的を含まない場合のそのプロジェクトのコストを差し引くことで得られる (Dzurik, 2003)。3 つの一般的に使われるコスト割り当ての方法は、分離費用残余便益法 (US Inter-Agency Committee on Water Resources, 1958)、身替り妥当支出法 (Petersen, 1984)、及び比例設備使用法 (proportionate use-of-facilities method) (Hutchens, 1999) である。

歴史的に見て、貯水池は公共部門が資金を出し、所有しているものが最も多いため、プロジェクトの収益率はその決定において最大の検討事項または優先事項ではない。現在、電力市場の自由化によって、ダム・ベース・プロジェクトの財政支援及び管理の新しい経済的基準が設定された。投資決定は、プロジェクトのライフサイクル全体における変動性及び収益性の評価に基づいている。経済要素 (エネルギー及び水の売価) と社会的便益 (洪水保護、水不足時の農家への水供給) の統合及び環境の価値 (最小の環境に配慮する河川流量の維持) は、多目的貯水池のコスト分担の検討ツールになりつつある (Skoulikaris, 2008)。

Votruba et al. (1988) は、チェコスロバキアにおける通貨単位で表した便益及び副次的効果に基づくコスト割り当ての実践を報告した。インドの Hirakund プロジェクトでは、38:20:42 の比率で洪水調整、灌漑、及び電力の間における貯蔵容量のコストの割り当てにおいて、身替り妥当支出法の原理が適用された (Jain, 2007)。インド政府は後に、多目的川谷プロジェクトの共同コストの割り当ての設備使用法を適用した (Jain, 2007)。

5.9 普及のポテンシャル³⁰

水力発電は、短期的、長期的将来の炭素排出量削減の大きなポテンシャルを秘めている。2008 年末までに導入された水力発電容量は、世界の電力供給の約 16% を供給しており、水力は電力部門における現在の再生可能エネルギー源の中で飛び抜けて大きい (2008 年には再生可能エネルギー電力の 86% を占めている)。世界的に、環境的及び社会的問題によっては慎重に管理しないと普及が限られる可能性があるが、水力資源量によって短中期的にさらなる開発が制約を受ける可能性は低い (5.2 節)。水力技術はすでに急速に展開されてきているため (5.3 及び 5.4 節)、電力部門からの炭素排出量削減の即時的なオプションが利用可能になってきている。良好な条件下では、均

³⁰ 多数のエネルギーシステムのモデル・ベース・シナリオの包括的評価に基づく潜在的な展開に関する補足的な展望は、本報告書の 10.2 及び 10.3 で示されている。

等化発電原価は約 3～5 セント/kWh になり得る（5.8 節を参照）。水力は成熟した技術であり、水とエネルギーという開発における 2 つの主要な論点が交錯している分野である。本節は、初めに水力展開の短期的な予測（2015 年）に焦点を当てる（5.9.1 節）。その後、長期的観点（2050 年まで）における水力展開の展望及び潜在的な障壁、及び様々な温室効果ガス濃度安定化レベルの達成におけるその展開の潜在的役割について解説する（5.9.2 節）。両節は、主に 2006～2010 年に発表されたエネルギー市場予測と炭素及びエネルギー・シナリオに基づいている。

5.9.1 短期的予測

過去 10 年間ににおける水力発電容量の急激な増加は、EIA（2010）及び IEA（2010c）に代表されるいくつかの研究では、短期的に継続すると予想されている（表 5.9 を参照）。最近の再生可能電力供給の世界的増加のほとんどは、水力及び風力によるものである。IEA（2010c）及び米国エネルギー情報局（EIA, 2010）の参照事例予測はそれぞれ、2008 年末に導入された揚水式発電プラントを含む水力発電容量 945GW から、2015 年までに 1,119GW 及び 1,047 GW まで増加する（2015 年までに 25GW/年及び 30GW/年で増加する）と予測している。

表 5.9: 短期的な（2015 年）水力発電予測

研究	水力の状況				2015 年の水力発電予測		
	参照年	設備容量 (GW)	発電 (TWh/EJ)	世界の電力供給の割合 (%)	設備容量 (GW)	発電 (TWh/EJ)	世界の電力供給の割合 (%)
IEA (2010c)	2008	945 ^a	3 208/11.6	16	1,119	3,844/13.9	16%
EIA (2010)	2006	776	2 997/10.8	17	1,047	3,887/14	17%

注: ^a 揚水式発電プラントを含む。

非 OECD 諸国、特にアジア（中国及びインド）及びラテンアメリカは、この期間における水力の増加を主導すると予測されている。

5.9.2 二酸化炭素排出抑制からみた長期的展開

IPCC 第 4 次評価報告書（AR4）は、水力は 2030 年までに世界の電力供給の 17%つまり 5,382TWh/年（19.4EJ/年以下）を供給出来ると想定している（Sims et al., 2007）。この数値は、一般的に引用される現状維持ケースと比べてそれほど高い値ではない。たとえば、IEA の World Energy Outlook 2010 参照シナリオは、2030 年までに水力が 5,232TWh/年（18.9EJ/年）つまり世界の電力供給の 16%を供給すると予測している（IEA, 2010c）。EIA は、その 2030 年の参照ケース予測における水力が 4,780TWh/年（17.2EJ/年）つまり正味の発電量の 15%を供給すると予測している（EIA, 2010）。

参照シナリオの範囲を越えて、IEA の World Energy Outlook 2010 は 3 つの追加的な温室効果ガス緩和シナリオを示している（IEA, 2010c）。最も厳しい 2030 年の 450ppm 安定化シナリオでは、新しい水力の設備容量は 2008 年から 689GW つまり 2030 年の既存政策シナリオから 236GW 増加している。この報告は、温室効果ガス濃度安定化レベルがますます低下し、水力供給が増加することを強調している。水力は、2030 年までほとんどの意欲的な緩和シナリオ（450ppm）において年間約 31GW 増加すると推定されている。

温室効果ガス濃度安定化シナリオの範囲で、世界のエネルギー需要の充足における再生可能エネルギー供給の潜在的な将来の貢献に関する文献を第 10 章でまとめている。水力エネルギーに具体的に焦点を当て、図 5.21 及び 5.22 は、それぞれ EJ/年及び世界の電力需要の割合で表した水力エネルギーの世界的供給に関するモデリング結果を示している。約 160 例の異なる長期的なシナリオが、図 5.21 及び 5.22 の基礎となっている。これらのシナリオの結果は、様々なモデリング・チームから得られたものであり、変数の中でも特にエネルギー需要の増加、競合する低炭素技術のコスト、再生可能エネルギー技術（水力エネルギーを含む）のコスト及び利用可能性に関する様々な前提をカバーしている。第 10 章は、これらの変数の一部の変化が再生可能エネルギー展開の成果にどのように影響するかを解説しており、10.2.2 節ではそのシナリオが得られた文献について説明している。図 5.21 及び 5.22 では、AR4 に基づき、3 つの温室効果ガス濃度安定化範囲（2100 年までの値としてベースライン（二酸化炭素濃度 600ppm 超）、カテゴリー III 及び IV（二酸化炭素濃度 440～600ppm）、及びカテゴリー I 及び II（二酸化炭素濃度 440ppm 未満）に関して、2020 年、2030 年、及び 2050 年に関するこれらのシナリオにおける水力エネルギー開発の結果を示している。中間シナリオ、シナリオ群の中の 25～75 パーセンタイル範囲、及び最小及び最大シナリオに関して

結果が示されている³¹。

世界のエネルギー供給における水力の役割に関するベースライン予測は幅広く、中央値は 2020 年では約 13EJ³²（3,600TWh）、2030 年では 15EJ、2050 年では 18EJ である（図 5.21）。そのため、水力の成長の一部は、温室効果ガス緩和政策がない場合でも起こると予測されているが、世界の電力供給に対する水力発電の寄与は中央値で現在の約 16%から 2050 年までに 10%以下まで低下している。水力発電供給の大きな絶対成長にも関わらず水力電力の割合の減少は、予想されるエネルギー需要増加及び継続される電化の結果である。温室効果ガス緩和政策はより厳しくなると想定されているため、水力の寄与はある程度は増加する。2030 年までに、440～600ppm の範囲と 440ppm 未満の範囲の二酸化炭素安定化の政策においては、水力発電の寄与は中央値で約 16.5EJ（4,600TWhh）に達し（ベースライン・ケースにおいては中央値 15EJ）、2050 年までに約 19EJ まで増加する（ベースライン・ケースにおいては中央値 18EJ）。

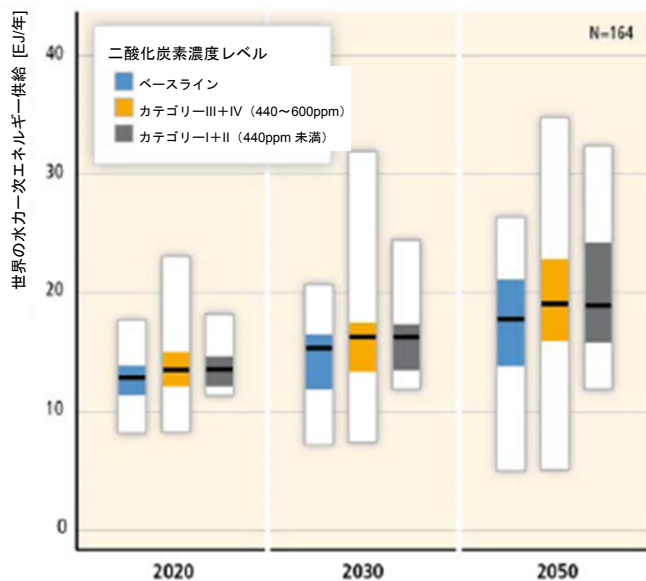


図 5.21: 長期的シナリオにおける水力エネルギーからの世界の一次エネルギー供給（中央値、25～75 パーセントイル範囲、及びシナリオ結果の全範囲。色分けは 2100 年の大気中二酸化炭素濃度レベルの分類に基づいている。右上の角に数値の基礎となる特定のシナリオ数が示されている）（出典: Krey and Clarke, 2011; 第 10 章も参照）

³¹ 数値の基礎にある検討などのシナリオ群の分析において、シナリオが実際にはランダム・サンプルではないという事実とそれでもシナリオの多様性によって将来に関する集合的知識または知識の不足に対する現実的な見通しが得られ、それは明確なものであることが多いという感覚の間で、常に葛藤がある（詳細な解説については 10.2.1.2 を参照）。

³² 2009 年にはすでに 12.78EJ に達しているため、おそらく 2020 年の平均推定値である 13EJ は、現在までにすでに上回っているだろう。また、2020 年、2030 年、及び 2050 年に設備容量が現在の水準よりも低くなるとしているシナリオの結果もある。これは、水力発電の寿命の長さ、大きな市場ポテンシャル、及びその他の重要なサービスを考えれば、直観に反するものである。これらの結果は、モデル及びシナリオの貧弱さによって説明することが出来る（本報告書の 10.2.1.2 節の解説を参照）。

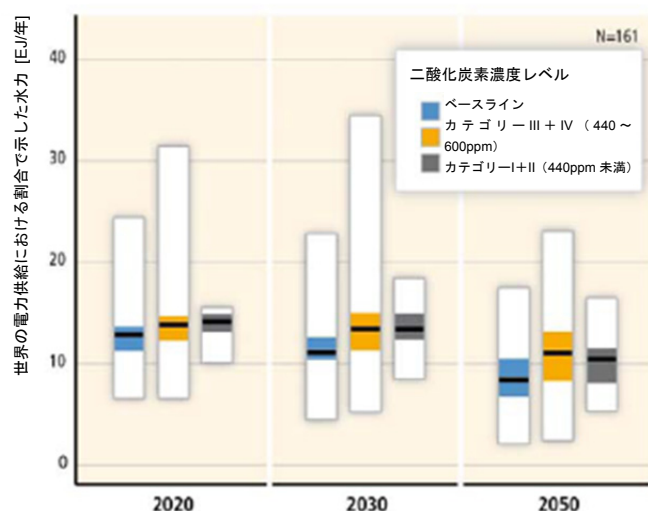


図 5.22: 長期的シナリオにおける世界の総電力供給における水力発電の割合（中央値、25～75 パーセンタイル範囲、及びシナリオ結果の全範囲。色分けは 2100 年の大気中二酸化炭素濃度レベルの分類に基づいている。右上の角に数値の基礎となる特定のシナリオ数が示されている）（出典: Krey and Clarke, 2011; 第 10 章も参照）

これらのシナリオを導くために用いたアプローチ及び前提は非常に多様であるため、その結果は幅広い。2050 年の水力供給のベースライン結果は、25～75 パーセンタイルで 14～21EJ（中央値は 18EJ）または世界の電力供給の 7～11%（中央値は 9%）となっている。最も厳しい 440ppm 未満の安定化シナリオでは、2050 年の水力供給は、25～75 パーセンタイルで 16～24EJ（中央値は 19EJ）または世界の電力供給の 8～12%（中央値は 10%）となっている。

この幅の広さに関わらず、水力の幅は他の再生可能エネルギー源と比べれば小さい（第 10 章を参照）。それに加えて、2030 年までの潜在的な水力供給を 19.4EJ とする AR4 の推定は、IEA の 450ppm シナリオにおいて 2030 年に 24EJ に到達するとしている上述のより新しいシナリオ文献と比べれば、いくらか保守的であると思われる（IEA, 2010c）。

図 5.21 でまとめた文献は、より低い温室効果ガス濃度安定化レベルを目標としたシナリオにおける水力供給の増加を示しているが、その影響は、温室効果ガス濃度安定化範囲が厳しくなるにつれより大規模な技術展開につながるバイオエネルギー、地熱、風力、及び太陽エネルギーよりは小さい（10.2.2.5 節）。この結果が導かれるのは、水力はすでに成熟し、経済的な競争力を持っており、そのため、温室効果ガス排出量削減のための野心的な取り組みが存在しない場合でも展開が徐々に進むと予測されるためであると説明出来る。

また、シナリオ文献は、水力が世界の炭素排出量削減において継続的に重要な役割を果たす可能性があるとしている。2050 年までに、2 つの安定化カテゴリにおける水力の寄与の中央値は約 19EJ となり、75 パーセンタイルでは 23EJ、最も高いシナリオでは 35EJ まで増加するとされている。この寄与を実現するためには、水力が中間のケースにおいて世界の電力供給の約 11%、または 75 パーセンタイルで 14%を供給する必要がある。これは、割合で言えば世界の電力供給に対する水力の寄与が減少することを示唆しているが、それはまだ水力発電の大幅な絶対的進展が必要ということである。

コストの低い水力が普及し、現在の傾向で成長が続くと想定すれば（IEA（2010c）450ppm シナリオなどで使用されているものと同じ）、水力産業は 2050 年に 8,700TWh/年または 32.2EJ/年以上（IJHD, 2010）の水力市場ポテンシャルに到達すると予想されている。水力発電プラントの長い寿命（100 年以上であることが多く、解体された例はない、または非常に少ない）、水力の大きな市場ポテンシャル、様々な再生可能エネルギーのバランスを保つために利用される制御可能な再生可能エネルギー源としての貯水池式水力の能力、及び水力の多目的な側面は、この展望の裏付けと捉えることが出来る。しかし、これらの水準の展開を実現するためには、水力の成長における様々な潜在的課題を議論する必要がある。

資源ポテンシャル: 長期的な水力生産の推定値の中で最高のものでも、5.2 節で示す世界の技術的ポテンシャルの範囲内であり、これは少なくとも世界規模では、技術的ポテンシャルは水力開発を限定する要因となる可能性が低いことを示唆している。さらに、世界のほとんどの地域において豊富な市場ポテンシャルが存在し、それによって経済的に大規模な水力エネルギー開発が可能になる。しかし、特定の国または地域においては、開発レベルがより高くなることが、これからの最も経済性の高いエネルギー供給源の抑制を始めるため、水力エネルギーは需要対応に対して全ての国で同じように貢献はしない（10.3 節）。

地域的展開: 水力は、これまで開発された資源ポテンシャルの大部分がヨーロッパ及び北アメリカのものであり、その現状を越えて拡大させる必要がある。IEA 参照ケースの予想では、2035 年までの水力展開の大部分 (57%) が非 OECD アジア諸国 (中国の 33%、インドの 13% など)、16% が非 OECD ラテンアメリカ (ブラジルの 7% など)、11% だけ OECD 諸国によるものである (表 5.10 参照)。Nile Basin Initiative、大メコン圏プログラムなどで見られるような適切な水資源の統合管理と電力システム開発を併用するためには地域的な協調が必要とされる (5.10.3 節を参照)。

表 5.10: IEA New Policies Scenario³³ (IEA, 2010c) における TWh 及び EJ で表した 2008 年及び 2035 年の予測の世界の水力発電の地域分布 (地域の発電における水力発電の割合、CAAGR: 2008~2035 年の「年平均複利成長率」)

地域ごとの水力発電		2008 年			2035 年			年平均複利成長率 2008~2035 年 (%)
		TWh/年	EJ/年	世界の電力供給の%	TWh/年	EJ/年	世界の電力供給の%	
世界		3208	11.58	16	5533	19.97	16	2.0
OECD	OECD 合計	1312	4.74	12	1576	5.69	12	0.7
	北アメリカ	678	2.45	13	771	2.78	12	0.5
	アメリカ	257	0.93	6	310	1.12	6	0.7
	OECD ヨーロッパ	521	1.88	14	653	2.36	15	0.8
	EU	327	1.18	10	402	1.45	10	0.8
	OECD 太平洋	114	0.41	6	152	0.55	7	1.1
非 OECD	非 OECD 合計	1895	6.84	20	3958	14.29	18	2.8
	東ヨーロッパ/ユーラシア	284	1.03	17	409	1.48	17	1.4
	ロシア	165	0.60	16	251	0.91	18	1.6
	非 OECD アジア合計	834	3.01	16	2168	7.83	14	3.6
	中国	585	2.11	17	1348	4.87	14	3.1
	インド	114	0.41	14	408	1.47	13	4.8
	アフリカ	95	0.34	15	274	0.99	23	4.0
	ラテンアメリカ合計	673	2.43	63	1054	3.81	59	1.7
	ブラジル	370	1.34	80	528	1.91	64	1.3

サプライチェーンの問題: 2008 年には世界で 40GW の新しい水力発電容量が追加された。これは、IEA の 450ppm シナリオにおける最も高い年間長期予測シナリオと同等である (IEA, 2010c)。そのため、長期的な労働及び材料の十分な供給を確保するためには何かしら取り組みが必要となる可能性があるが、水力のための政策枠組みが十分に魅力的であれば、材料の供給、労働利用可能性、または生産力に対する根本的な長期的制約は発生しないと思われる。

技術及び経済: 水力は成熟した技術であり、多くの条件下ですでに市場エネルギー価格に対してコスト競争力を持っている。さらなる技術の進歩が予想されるが、それがなくても、先に述べた温室効果ガス濃度安定化レベルの低い範囲は達成出来る可能性が高い。また、水力は種類及び規模が幅広く、大規模な集中型の需要と小規模な分散型の消費の両方に対応出来るため、水力は多くの国及び多様な文脈において電力需要を満たすために利用することが出来る。

³³ 「new policy scenario」は、気候変動枠組条約のコペンハーゲン合意で示された条件を反映しており、IEA はこれを参照シナリオとして扱っている。

系統連系と送電: 水力の開発は、その他の再生可能エネルギーの開発との相乗効果の中で行われる。実際、貯水池を用いた水力や揚水式発電プラント（PSPP）は、様々な再生可能エネルギー（風力、太陽光など）のために発電のバランスを保つことで、系統運用者による安全かつ柔軟なネットワークの運用を助けることが出来る。水力はピーク時の需要を満たす上で最も対応しやすいエネルギー源であるため、アンシラリーサービス及び不安定な送電ネットワークのバランスの維持に有用である（第 8 章参照）。そのため、揚水式発電プラント及び貯水池式水力によって、電力の送電に加え、配電、電力供給サービスのセキュリティ、及び品質を確実にすることが出来る。

社会的及び環境的懸念: 水力発電の社会的及び環境的影響は、種類、規模、及び地方の条件によって異なる。最も顕著な影響は、魚類の回遊の障壁、一部の熱帯の貯水池における温室効果ガス排出と水質悪化、生物多様性の喪失、及び人口移動などである（5.6.1 節）。貯水及び貯水池の存在がほとんどの重大な懸念の原因として目立っているが、それらはエネルギー供給以外に複数の有益なサービスを提供することも出来る。これらの影響の性質及び規模をより深く理解するための取り組みは、残っている懸念を緩和する取り組みとともに、水力の展開の進展に合わせて進めていく必要がある。この作業は、WCD（2000）によって開始され、IHA（2006）によって支持及び改善され、それによってガイドライン及びベスト・プラクティス事例が提供された。

5.9.3 普及に関する結論

全体としては、今後 20 年間で比較的高いレベルの普及も実現可能であると示す証拠もある。世界の電力供給における水力発電の割合は 2050 年までに低下した場合でさえも（2008 年の 16%から長期的なシナリオにより異なるが約 10～14%へと）、世界的な炭素削減シナリオの中において水力発電は魅力的な再生可能エネルギー源であり続けるだろう。さらに、貯水池式水力発電の開発の増加によって、水資源に関連する深刻な問題への対応に必要な水管理用インフラへの投資が出来る可能性がある（5.10 節）。

5.10 水管理システムへの統合

水、エネルギー、気候変動は、密接に関係している。水利用の可能性は水力発電を含む多くのエネルギー技術にとって重要であるが（9.3.4.4 節を参照）、一方で、特に開発途上国の水が乏しい地域においては農業、産業、及び家庭での給水の確保にエネルギーが必要になる（Sinha et al., 2006; Mukherji, 2007; Kahrl and Roland-Holst, 2008）。この相互依存が、特に気候変動及び持続可能な開発に関して、水とエネルギーの関係は包括的に扱わなければならないという理解につながる（Davidson et al., 2003; UNESCO-RED, 2008; WBCSD, 2009）。持続可能な開発のためのエネルギー及び水の供給には、地域的・世界的な水管理の向上が必要となるだろう。それには貯水設備の設置を伴うことが多いが、水力発電はこれらの問題の交差する点に位置しており、エネルギーと水の両者の安全保障の強化において重要な役割を果たし得る。

そのため、水力開発は、エネルギー管理システムと同程度に水管理システムの一部でもあり、これらはともに気候に対する対応を高めてきている。

5.10.1 気候に適応した水管理の必要性

5.2.2 節で説明したように、おそらく気候変動は多くの国において、変動の増加及び水文学的に極端な現象（洪水及び干ばつ）の頻度の増加など、流況の変化につながる。これによって、水資源管理の不確実性が増すだろう。常に水文学的変動に曝され、水安全保障を確立できていない貧困国では、気候変動によって水安全保障の確立がより困難かつ費用のかかるものになるだろう。気候変動は、100 年間にわたって水安全保障を確保してきた国にも水安全保障上の課題を再度突きつける可能性がある（World Bank, 2009）。現在、約 7 億人が水ストレスまたは水不足を経験している国に生活している。2035 年までには、30 億人が重大な水ストレスの条件下で生活することになると予測されている（World Bank, 2011）。水利用可能性が限定的な国の多くは、共有の水資源に依存しており、紛争のリスクが高まっている。そのため、不足することが多い資源に対する気候変動の影響への適応は、水管理において非常に重要となるだろう（World Bank, 2009）。主要な国際金融機関は、貯水の必要性の高まりを認識している。たとえば、世界銀行は、水関連のインフラ（ダム、水路、堤防、広域導水機構など）に投資しており、主要な気候変動に対するより良い安全保障の必要性を認識している。Bank's Resource Sector Strategy では、開発途上国は同等の気候変動があるにもかかわらず、水関連のインフラを先進国の 1%分しか所有していないと言われている。開発途上国が、環境的及び社会的標準も満たした、水力発電及び水管理に利用される性能の高い水関連のインフラを建設することが奨められている（World Bank, 2004）。

気候変動は、既存の水インフラの機能及び運用に加え、水管理の慣行にも影響を与える。河川水系に対する好ましくない気候の影響は、人口増加、経済活動の変化、土地利用変化、都市化などのその他のストレスの影響を深刻化させる。地球規模では、主に人口増加及び豊かさの向上のため、水の需要は今後数十年で増加するだろう。地域的

には、気候変動によって灌漑用の水の需要が大きく変化する可能性がある。現在の水管理の慣行は、水供給の信頼性、洪水リスク、健康、エネルギー、及び水生生態系に対する気候変動の悪影響を低減するには不十分である可能性がある。水に関係した管理への現在の気候変動の織り込みを改善することで、将来の気候変動に対する適応がより容易になるだろう。

気候に適応した水管理の必要性のため、水力システムは将来の多目的水インフラ・プロジェクトの重要な（土木）構造物と位置づけられる。

5.10.2 貯水池及び調整河川の多目的利用

貯水池の造成は、未管理の環境で発生する時空間的な水の不公平な分布を調整する唯一の方法であることが多い。貯水池は、水が余る期間に水（及びエネルギー）を貯蔵し、不足する期間に水を放出することが出来るため、水力発電に大きな恩恵をもたらす、需要プロファイルに基づいたエネルギーの生産を可能にする。これが必要となるのは、流入が季節及び年によって大きく変わるためである。そのような水文学的変動は、降水や気温における気候的な変化によって発生し、世界の多くの地域において見られる。ほとんどの貯水池は季節的な貯水を行うために建設されるが、一部は複数年に及ぶ調整を行う能力も持っており、複数の豊水年に水を貯め、後に渇水年が続いた際に放出することが出来る。貯水の必要性は、灌漑、水供給、航行など、多くの他の水利用の種類及び洪水調整にも存在する。これらの主要な目的に加え、貯水池にはレクリエーション、水産養殖などの多くの他の用途がある。複数の目的のために造成された貯水池は、多目的貯水池として知られる。そのような多目的計画の調和のとれた経済的に最適な運用には、水力発電を含む様々な用途のトレードオフが含まれる場合がある。

世界ダム委員会が、世界の既存の 45,000 基の大型ダムの約 75%が、灌漑、洪水調整、航行、及び都市水供給計画を目的として建設されたとしている（WCD, 2000）。大型貯水池の約 25%が水力のみ目的に利用されるか、他の用途との併用する多目的貯水池として利用されている（WCD, 2000）。

たとえば、中国は新たに 90,000MW の水力発電容量を構築中であり、この開発の大部分は水資源の多目的利用向けに設計されている。三峡・プロジェクト（設備容量は 22,400MW）の場合、プロジェクトの主な目的は洪水調整である（Zhu et al., 2007）。ブラジルでは、ブラジル及び越境集水域における将来の降水パターンの予測における現在の気候モデルの不確実性を考慮し、水力発電を維持及び拡大することが推奨されている（Freitas, 2009; Freitas and Soito, 2009）。一方、既存のダムの改良または灌漑用ダム及び輸送システムの低落差水路の利用による水力開発の促進には、大きなポテンシャルが存在する（5.3.5 及び 5.7 節を参照）。

多目的の水力発電が気候変動と水不足の両方を緩和する手段となり得る状況において、これらのプロジェクトは貯水池への資金調達手段として電力部門を超えた促進的役割を果たすことができ、その貯水池が河川水の利用可能性の確保を助ける可能性がある。しかし、水量が少ない場合、複合的な利用が争いの可能性を引き起こし、エネルギー生産を減少させる可能性がある。主な流域はいくつかの国家で共有されているため、地域的・国際的協調が重要となる。

5.10.3 地域的協調及び持続可能な流域管理

水の利用可能性及び動きは、政治または行政上の境界線を跨ぐ可能性がある。国境・境界を越える流域は 263 例存在し、33 か国が自身の領土の 95%以上を多国に跨る国際河川流域内に持っている。ほとんどの越境流域は 2 か国が共有しているが、一部の流域はより多くの国によって共有されている。世界では、13 の流域が 5～8 か国に共有されている。コンゴ、ニジェール、ナイル、ライン、及びサンベジの 5 つの流域が、9～11 か国に共有されている。ドナウ河は 18 か国の領土を通っており、この国の数は流域の中でも最も多い（CWC, 2009）。越境水域の管理には困難かつデリケートな問題が伴うが、河川水の本質的な性質は強かつ自然な協調のインセンティブも生む。水不足が深刻化しているため水を巡る紛争は避けたいという懸念の声が上がっている。確実に、水流の共有による相互便益を最大化し、水資源の最適な利用を実現するためには、国際協調が必要となる。この協調は、経済成長の促進及び水不足に対する対応における平和的な関係の維持において重要となるだろう。

Hamner and Wolf (1998) は、145 例の水に関する条約の詳細を調査し、その内 124 例（86%）が二国間のものであり、その他は多国間のものであることが分かった。21 例（14%）は多国間のものであり、その内 2 例は調印されていないか、草案の段階である（Hamner and Wolf, 1998）。ほとんどの条約は水力及び水供給に焦点を当てており、57 例（39%）は水力発電、53 例（37%）は消費用の配水を扱っている。9 例（6%）は産業利用、6 例（4%）は航行に言及し、6 例（4%）は主に汚染を取り上げている。145 例の内 13 例（9%）が洪水調整に焦点を当てている（Hamner and Wolf, 1998）。世界の河川の源流に位置する山岳国家は、多数の水力関連の協定に調印している。条約を巡る論争は、技術委員会、流域委員会、または政府の役人を通じて解決される。

国際協定は、国境を跨いだ水管理における協調を確立する手段となる可能性がある。1997 年の UN Convention on the Non-Navigational Uses of International Watercourses (UN IWC, 1997) は、河川水資源の利用を扱った唯一の世界的条約である。二国間条約に関しては、ただネパールのみがインドとの間に、その地域の膨大な発電ポテンシャルを利用するため、4 つの条約(1954 年、1966 年、及び 1978 年の Kosi River agreements 及び 1959 年の Gandak Power Project) を結んでいる。ブラジル及びパラグアイのパラナ河のイタイプ水力発電所、及びウガンダ、タンザニアとケニアのビクトリア湖の水力発電も、水力開発のための地域的協力の例である。

ラオスと近隣諸国の間で調印された政府間協定(タイ、ベトナム、及びカンボジア)は、官民提携モデルの下で開発された 1,088MW のナムトゥン 2 プロジェクトなどの主要な越境プロジェクトの開発に必要な制度的枠組みを構築している(Viravong, 2008)。世界銀行及びその他の国際金融機関の支援は、民間の融資及び株式の流動性を大きく促進してきた。タイへの電力販売が 2010 年 3 月に開始された。25 年の免許期間において、ラオス政府の収益は 20 億 US ドルに及び、それは貧困削減ファンド(Poverty Reduction Fund)及び環境プログラムを通じて同国の開発目的に利用される予定である(Fozzard, 2005)。

国際機関によるイニシアチブまたは政府間協定には、以下に挙げる例のように、より広い持続可能な開発の文脈における水力の開発に焦点を当てたものがある。

- ・国際連合の Beijing Declaration on Hydropower and Sustainable Development (UN, 2004) は、持続可能な開発における水力の戦略的重要性を強調し、政府及び水力産業に優れた実践例、政策、枠組み、及びガイドラインを普及させ、これに基づいて経済的、社会的、及び環境的に持続可能なやり方で河川流域の環境における主要な水力開発を進めるよう呼びかけている。同宣言は、持続可能な水力への資金提供による開発途上国の支援のための具体的な活動も求めている³⁴。
- ・2006 年にヨハネスバーグで開催された *African Ministerial Conference on Hydropower* で策定されたアクション・プランは、特に地域的協調の強化、フィージビリティ・スタディの準備の促進、法規制枠組みと人的能力の強化、水力とその他の再生可能エネルギー技術間の相乗効果の促進、適切な便益共有の保証、及びアフリカにおける水力発電への資金提供のためのクリーン開発メカニズムの利用の拡大を目指している(ADB, 2006)。
- ・2009 年に、世界銀行グループ(WBG)は、水力部門の拡大の根拠を概説し、水力開発の拡大に伴う課題及びリスクに取り組むための世界銀行グループのポートフォリオ及び新しい政策枠組みを説明した *Directions in Hydropower* を発表した。世界銀行グループによる水力への出資は、2002～2004 年における年当たり 2.5 億 US ドル以下から 2008 年の 10 億 US ドル以上まで増加した(World Bank, 2009)。
- ・ナイル川流域イニシアチブ³⁵は、9 つのアフリカ諸国(ウガンダ、スーダン、エジプト、エチオピア、ザイール、ケニア、タンザニア、ルワンダ、及びブルンジ)が参加しており、協調的な形でナイル川の開発、膨大な社会経済的便益の共有、及び水不足、貧困、長い紛争及び不安の歴史、及び急速に増加している人口と水の需要に代表される地域の平和と安全の促進を目指している。
- ・拡大メコン圏(GMS)は、カンボジア、中国、ラオス、ミャンマー、タイ、及びベトナムが参加しており、共有された歴史及び文化に基づいて経済的関係を強化するため、1992 年に準地域的な経済連携³⁶を確立した。この計画は、9 つの重点部門をカバーしている。それは、農業、エネルギー、環境、人材開発、投資、通信、観光、輸送インフラ、及び輸送及び貿易の円滑化である。
- ・インドでは、2003 年の首相による 50,000MW の水力イニシアチブの発表に続き、連邦政府は、一連の十分に調査されたプロジェクト及び法的認可と承認の合理化の準備、独立した規制委員会の設立、長期出資の準備、電力販売の柔軟性の向上などを含め、多数の法律及び政策を主導してきた。インドは、その水力資源ポテンシャルの開発のためにブータン及びネパールとも協力している(Ramanathan and Abeygunawardena, 2007)。

³⁴ 参照: www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/hydropower_sd_beijingdeclaration.pdf

³⁵ 参照: www.nilebasin.org/

³⁶ 参照: www.adb.org/gms/

REFERENCES

- ADB (2006).** African Ministerial Conference on Hydropower and Sustainable Development. In: *ADB FINESSE Africa Newsletter*, African Development Bank, Tunisia, April 2006.
- Agrawala, S., V. Raksakulthai, M. van Aalst, P. Larsen, J. Smith, and J. Reynolds (2003).** *Development and Climate Change in Nepal: Focus on Water Resources and Hydropower*. COM/ENV/EPOC/DCD/DAC(2003)1/FINAL, 2003, Environment Directorate, Development Co-Operation Directorate of Nepal, Organisation for Economic Co-operation and Development, Paris, France, 64 pp. Available at: www.oecd.org/dataoecd/6/51/19742202.pdf.
- Altinbilek, D., R. Abdel-Malek, J.-M. Devernay, R. Gill, S. Leney, T. Moss, H.P. Schiffer, and R.M. Taylor (2007).** Hydropower's contribution to energy security. In: *20th World Energy Congress*, Rome, Italy, 11-15 November 2007. Available at: www.worldenergy.org/documents/congresspapers/P000960.pdf.
- Alvarado-Ancieta, C.A. (2009).** Estimating E&M powerhouse costs. *International Water Power and Dam Construction*, 17 February 2009, pp 21-25.
- Amaral, S., G. Allen, G. Hecker, D. Dixon, and Fisher. R. (2009).** Development and application of an advanced fish-friendly hydro turbine. In: *Proceedings of the HYDRO 2009 conference*, Session 2, Lyon, France, 26-28 October 2009, 14 pp.
- Andreassen, K., U.H. Buenger, N. Henriksen, A. Oyvann, and O. Ullmann (2002).** Norwegian hydro energy in Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*, **18**(4), pp. 325-336.
- Bain, M.B. (2007).** *Hydropower Operations and Environmental Conservation: St. Mary's River, Ontario and Michigan*. Project Report for the International Lake Superior Board of Control, Washington, DC, USA and Ottawa, Canada, 56 pp.
- Baird, S. (2006).** The future of electricity. *Electricity Today*, **18**(5), pp. 9-11.
- Bates, B.C., Z.W. Kundzewicz, S. Wu, and J.P. Palutikof (2008).** *Climate Change and Water*. Technical Paper VI, Intergovernmental Panel on Climate Change Secretariat, Geneva, Switzerland, 210 pp.
- Beauchamp, A. (1997).** *Environnement et consensus social*. Editions l'Essentiel, Montréal, Canada, 141 pp. (ISBN 9782921970051).
- Berga, L. (2008).** Solving dam engineering challenges. *Hydro Review*, **16**(1), pp. 14-15.
- Bhatia, R., M. Scatasta, and R. Cestti (2003).** Study on the multiplier effects of dams: Methodology issues and preliminary results. In: *Third World Water Forum*, Kyoto, Japan, 16-23 March 2003.
- Blais, A.-M., S. Lorrain, Y. Plourde, and L. Varfalvy (2005).** Organic carbon densities of soils and vegetation of tropical, temperate and boreal forests. In: *Greenhouse Gas Emissions - Fluxes and Processes*. A. Tremblay, L. Varfalvy, C. Roehm, and M. Garneau (eds.), Springer-Verlag, Berlin, Germany, pp. 155-185.
- BMU (2008).** *Lead Study 2008 - Further development of the Strategy to increase the use of renewable energies within the context of the current climate protection goals of Germany and Europe*. German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Berlin, Germany, 118 pp.
- BP (2010).** *British Petroleum Statistical Review of World Energy 2010*. British Petroleum, London, UK, 50 pp.

- Cada, G.F. (2001).** The development of advanced hydroelectric turbines to improve fish passage survival. *Fisheries*, **26**(9), pp. 14-23.
- Casper, P., S.C.H. Maberly, G. H. Hall, and B.J. Finlay (2000).** Fluxes of methane and carbon dioxide from a small productive lake to the atmosphere. *Biogeochemistry*, **49**, pp. 1-19.
- Cole, J.J., Y.T. Prairie, N.F. Caraco, W.H. McDowell, L.J. Tranvik, R.R. Striegl, C.M. Duarte, P. Kortelainen, J.A. Downing, J. Middleburg, and J.M. Melack (2007).** Plumbing the global carbon cycle: Integrating inland waters into the terrestrial carbon budget. *Ecosystems*, **10**, pp 171-184
- CWC (2009).** *World Water Day 2009 - Theme paper on Transboundary waters*. Government of India, Ministry of Water Resources, Central Water Commission, New Delhi, India. Available at: www.cwc.nic.in/main/downloads/Theme%20Paper%20WWD-2009.pdf.
- Davidson, O., K. Halsnæs, S. Huq, M. Kok, B. Metz, Y. Sokona, and J. Verhagen (2003).** The development and climate nexus: the case of sub-Saharan Africa. *Climate Policy*, **3**(Supplement 1), pp. S97-S113.
- Deane, J.P., B.P. Ó Gallachóir, and E.J. McKeogh (2010).** Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **14**(4), pp. 1293-1302.
- Descoux, S., V. Chanudet, H. Poilvé, and A. Grégoire (2010).** Co-assessment of biomass and soil organic carbon stocks in a future reservoir area located in Southeast Asia. *Environmental Monitoring and Assessment*, **173**(1-4), pp 723-741.
- Dzurik, A.A. (2003).** *Water Resources Planning*. 3rd ed. Rowman & Littlefield, Lanham, MD, USA, 393 pp.
- Egré, D., and J.C. Milewski (2002).** The diversity of hydropower projects. *Energy Policy*, **30**(14), pp. 1225-1230.
- EIA (2010).** *International Energy Outlook*. U.S. Energy Information Agency, US Department of Energy, Washington, DC, USA, 328 pp.
- EPRI (2007).** *Assessment of Waterpower Potential and Development Needs*. Electrical Power Research Institute, Palo Alto, CA, USA, 110 pp.
- Fearnside, P.M. (2002).** Greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoir (Brazil's Tucuruí dam) and the energy policy implications. *Water, Air, and Soil Pollution*, **133**, pp. 69-96.
- FERC (2007).** *Assessment of Demand Response and Advanced Metering*. Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC, USA, 92 pp.
- Fozzard, A. (2005).** *Revenue and Expenditure Management, Nam Theun 2 Hydroelectric Project*. World Bank. Washington, DC, USA, 346 pp.
- Fraile, A.J., I.S. Moreno, J.I.P. Diaz, J.R.W. Ayza, and J. Fraile-Mora (2006).** Speed Optimization Module of a Hydraulic Francis turbine based on Artificial Neural Networks. Application to the dynamic analysis and control of an adjustable speed hydro plant. In: *International Joint Conference on Neural Networks, 2006, IJCNN*, Vancouver, Canada, 16-21 July 2006, pp. 4104-4110.
- Freitas, M.A.V. (2009).** Vulnerabilidades da Hidroenergia. *Special Edition Scientific American Brasil*, **32**, pp. 50-55.
- Freitas, M.A.V., and J.L. Soito (2009).** Vulnerability to climate change and water management: hydropower generation in Brazil. *WIT Transactions on Ecology and the Environment*, **124**, pp. 217-228.

- Fthenakis, V., and H.C. Kim (2010).** Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **14**, pp 2039-2048.
- Gagnon, L. (2008).** Energy payback. *Energy Policy*, **36**, pp 3317-3322.
- Gagnon, L., C. Bélanger, and Y. Uchiyama (2002).** Life-Cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001. *Energy Policy*, **30**(14), pp. 1267-1278.
- Galy-Lacaux, C., R. Delmas, G. Kouadio, S. Richard, and P. Gosse (1999).** Long term greenhouse gas emission from a hydroelectric reservoir in tropical forest regions. *Global Biogeochemical Cycles*, **13**, pp. 503-517.
- Gleick, P.H. (1993).** *Water in Crisis: A Guide to the World's Fresh Water Resources*. Oxford University Press, New York, NY, USA, 437 pp.
- Goldsmith, E., and N. Hilyard (1984).** *The Social and Environmental Effects of Large Dams. Volume 1: Overview*. Wadebridge Ecological Centre, Worthyvale Manor, Camelford, Cornwall, UK (ISBN: 0 9504111 5 9).
- Goodwin, P., M. Falte, and A.D.K. Betts (2001).** *Managing for Unforeseen Consequences of Large Dam Operations*. World Commission on Dams, Vlaeberg, Cape Town, South Africa.
- Guerin, F. (2006).** *Emissions de Gaz a Effet de Serre (CO₂ CH₄) par une Retenue de Barrage Hydroelectrique en Zone Tropicale (Petit-Saut, Guyane Francaise): Experimentation et Modelization*. Thèse de doctorat de l'Université Paul Sabatier (Toulouse III).
- Guerin, F., A. Gwenaël, A. Tremblay, and R. Delmas (2008).** Nitrous oxide emissions from tropical hydroelectric reservoirs. *Geophysical Research Letters*, **35**, L06404.
- Gummer, J.H. (2009).** Combating silt erosion in hydraulic turbines. *Hydro Review Worldwide*, **17**(1), pp. 28-34.
- Haldane, T.G.N., and P.L. Blackstone (1955).** Problems of hydro-electric design in mixed thermal hydro-electric systems. *Proceedings of the IEE - Part A: Power Engineering*, **102**(3), pp. 311-322.
- Hall, D.G., Hunt, R.T., Reeves, K.S. and Carroll, G.R., (2003).** *Estimation of Economic Parameters of U.S. Hydropower Resources*. INEEL/EXT-03-00662, U.S. Department of Energy Idaho Operations Office, Idaho Falls, ID, USA, 25 pp.
- Halleraker, J.H., S.J. Saltveit, A. Harby, J.V. Arnekleiv, H.-P. Fjeldstad, and B. Kohler. (2003).** Factors influencing stranding of wild juvenile Brown Trout (*Salmo trutta*) during rapid and frequent flow decreases in an artificial stream. *River Research and Applications*, **19**, pp. 589-603.
- Hamner, J.H., and A.T. Wolf (1998).** Patterns in international water resource treaties: The Transboundary Freshwater Dispute Database. *Colorado Journal of International, Environmental Law and Policy. 1997 Yearbook. Supplement*, pp. 155-177
- Hamududu, B., and Å. Killingtveit (2010).** Estimating effects of climate change on global hydropower production. In: *Hydropower'10, 6th International Conference on Hydropower, Hydropower supporting other renewables*. Tromsø, Norway, 1-3 February 2010, 13 pp.
- Hamududu, B., E. Jjunju and Å. Killingtveit (2010).** Existing studies of hydropower and climate change: A review. In: *Hydropower'10, 6th International Conference on Hydropower, Hydropower supporting other renewable*, Tromsø, Norway, 1-3 February 2010, 18 pp.
- Harby, A., O.G. Brakstad, B.H. Hansen, H. Sundt, S. Descoux, V. Chanudet, and F. Becerra (2009).** Net GHG emissions from Lao Reservoirs. Poster, In: *IHA World Congress*, EDF/SINTEF, Reykjavik, Iceland, June 2009.

- Healey, P. (1992).** Planning through debate: The communicative turn in planning theory. *Town Planning Review*, **63**(2), pp. 143-163.
- Helland-Hansen, E., T. Høltedahl, and O.A. Lye (2005).** *Environmental Effects Update*. NTNU, Department of Hydraulic and Environmental Engineering, Trondheim, Norway, 219 pp.
- Holttinen, H., P. Meibom, A. Orths, F.V. Hulle, B. Lange, M. O'Malley, J. Pierik, B. Ummels, J.O. Tande, A. Estanqueiro, M. Matos, E. Gomez, L. Söder, G. Strbac, A. Shakoor, J. Ricardo, J.C. Smith, M. Milligan, and E. Ela (2009).** *Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power*. VTT Technical Research Centre of Finland, Helsinki, Finland, 199 pp.
- Hoogwijk, M and W. Graus (2008).** *Global Potential of Renewable Energy Sources: A Literature Assessment*. Ecofys, Utrecht, The Netherlands, 45 pp.
- Horvath, A. (2005).** *Decision-making in Electricity Generation Based on Global Warming Potential and Life-cycle Assessment for Climate Change*. University of California Energy Institute, Berkeley, CA, USA, 12 pp.
- Hutchens, A.O. (1999).** *Example Allocations of Operating and Maintenance Costs of Interstate Water Control Facilities Employing the Use-of-Facilities Method*. Asian Development Bank, Jakarta, 120 pp. Available at: www.adb.org/Documents/Reports/CAREC/Water-Energy-Nexus/appendix-A-19.PDF.
- ICOLD (1999).** *Dealing with sedimentation*. Bulletin 115, International Commission on Large Dams, Paris, France, 102 pp.
- ICOLD (2004).** *Management of Reservoir Water Quality – Introduction and Recommendations*. Bulletin 128, International Commission on Large Dams, Paris, France, 111 pp.
- IEA-ENARD (2010).** *Harnessing the North Sea Offshore Wind. Grid Policy Workshop*. International Energy Agency, Electricity Networks Analysis, Research & Development (ENARD), Paris, France, 28 April 2010.
- IEA (2000a).** *Hydropower and the Environment: Effectiveness of Mitigation Measures*. IEA Hydropower Agreement, Annex III – Subtask 6. International Energy Agency, Paris, France. Available at: www.ieahydro.org/reports/IEA_AIII_ST6.pdf.
- IEA (2000b).** *Hydropower and the Environment: Survey of the Environmental and Social Impacts and the Effectiveness of Mitigation Measures in Hydropower Development*. IEA Hydropower Agreement Technical Report Subtask 1, International Energy Agency, Paris, France, 111 pp. Available at: www.ieahydro.org/reports/IEA%20AIII%20ST1%20Vol%20I.pdf.
- IEA (2000c).** *Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Volume I: Summary and Recommendations*. Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programmes, Annex III, International Energy Agency, Paris, France. Available at: www.ieahydro.org/uploads/files/hya3s5v1.pdf.
- IEA (2000d).** *Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Volume II: Main Report*. Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programmes, Annex III, International Energy Agency, Paris, France, 172 pp. Available at: www.ieahydro.org/reports/HyA3S5V2.pdf.
- IEA (2000e).** *Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Volume III: Appendices*. Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programmes, Annex III, International Energy Agency, Paris, France, 165 pp. Available at: www.ieahydro.org/uploads/files/hya3s5v3.pdf.
- IEA (2004).** *World Energy Outlook 2004*. International Energy Agency, Paris, France, 570 pp.

- IEA (2006).** *World Energy Outlook 2006*. International Energy Agency, Paris, France, 601 pp.
- IEA (2008a).** *World Energy Outlook 2008*. International Energy Agency, Paris, France, 578 pp.
- IEA (2008b).** *Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios and Strategies to 2050*. International Energy Agency, Paris, France, 646 pp.
- IEA (2010a).** *Key World Energy Statistics*. International Energy Agency, Paris, France, 76 pp.
- IEA (2010b).** *Projected Costs of Generating Electricity*. International Energy Agency, Paris, France, 218 pp.
- IEA (2010c).** *World Energy Outlook 2010*. International Energy Agency, Paris, France, 736 pp.
- IHA (2004).** *Sustainability Assessment Protocol*. International Hydropower Association, London, UK.
- IHA (2006).** *Sustainability Assessment Protocol*. International Hydropower Association, London, UK, 64 pp.
- IHA (2010).** *Hydropower Sustainability Assessment Protocol – Background Document*. International Hydropower Association, London, UK.
- Iimi, A. (2007).** *Estimating Global Climate Change Impacts on Hydropower Projects: Applications in India, Sri Lanka and Vietnam*. World Bank, Washington, DC, USA, 38 pp.
- IJHD (2010).** *World Atlas & Industry Guide*. International Journal of Hydropower and Dams, Wallington, Surrey, UK, 405 pp.
- Indian Electricity Act (2003).** *Indian Electricity Act*. Ministry of Power, New Delhi, India. Available at: www.powermin.nic.in.
- IPCC (2000).** *Special Report on Emissions Scenarios*. N. Nakicenovic and R. Swart (eds.), Cambridge University Press, 570 pp.
- IPCC (2006).** Agriculture, forestry and other land use. In: *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, H.S. Eggleston, L. Buendia, K. Miwa, T. Ngara, and K. Tanabe (eds.), Institute for Global Environmental Strategies (IGES), Japan.
- IPCC (2007a).** *Climate Change 2007: Synthesis Report. Contributions of Work Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Core Writing Team, R.K. Pachauri, and A. Reisinger (eds.), Cambridge University Press, 104 pp.
- IPCC (2007b).** *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden, and C.E. Hanson (eds.), Cambridge University Press, 979 pp.
- IPCC (2007c).** *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. S. Solomon, D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor, and H.L. Miller (eds.), Cambridge University Press, 996 pp.
- Jain, S.K. (2007).** Hydrology and water resources of India. *Water Science and Technology Library*, 57, pp. 388-389.
- Jensen, T. (2009).** Building small hydro in Norway. *Hydro Review*, 16(4), pp. 20-27.
- Jinghe, L. (2005).** Status and prospects of the small-scale hydro technologies in China. In: *Proceedings of China Renewable Energy Development Strategy Workshop*, 28 October 2005, Tsinghua University, Beijing, China, pp. 95.

- Kahouli-Brahmi, S. (2008).** Technological learning in energy-environment-economy modelling: A survey. *Energy Policy*, **36**(1), pp. 138-162.
- Kahrl, F., and D. Roland-Holst (2008).** China's water-energy nexus. *Water Policy*, **10**(Supplement 1), pp. 51-65.
- Knigge, M., B. Goerlach., A. Hamada, C. Nuffort, and R.A. Kraemer (2008).** *The Use of Environmental and Social Criteria in Export Credit Agencies' Practices*. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH (GTZ) and Ecologic, Berlin and Bonn, Germany, 54 pp.
- Knight, U.G. (2001).** The 'Black Start' situation. Section 7.5 In: *Power Systems in Emergencies: From Contingency Planning to Crisis Management*. John Wiley & Sons, 394 pp.
- Krewitt, W., K. Nienhaus, C. Kleßmann, C. Capone, E. Stricker, W. Graus, M. Hoogwijk, N. Supersberger, U. von Winterfeld, and S. Samadi (2009).** *Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply*. Climate Change 18/2009. ISSN 1862-4359. Federal Environment Agency, Dessau-Roßlau, 336 pp.
- Krey, V., and L. Clarke (2011).** Role of renewable energy in climate change mitigation: a synthesis of recent scenarios. *Climate Policy*, in press.
- Kubiszewski, I., C.J. Cleveland, and P.K. Endres (2010).** Meta-analysis of net energy return for wind power systems. *Journal of Renewable Energy*, **35**, pp. 218-225.
- L'Abée-Lund, J., T.O. Haugen, and L.A. Vøllestad (2006).** Disentangling from macroenvironmental effects: quantifying the effect of human encroachments based on historical river catches of anadromous salmonids. *Canadian Journal of Fisheries and Aquatic Sciences*, **63**, pp. 2318-2369.
- Lako, P., H. Eder, M. de Noord, and H. Reisinger (2003).** *Hydropower Development with a Focus on Asia and Western Europe. Overview in the Framework of VLEEM 2*. ECN-C--03-027, Verbundplan, Vienna, Austria, 96 pp.
- Larinier, M., and G. Marmulla (2004).** Fish passes: types, principles and geographical distribution – an overview. In: *Proceedings of the Second International Symposium on the Management of Large Rivers for Fisheries*. R. Welcomme and T. Petr (eds.), RAP Publication 2004/17, FAO Regional Office for Asia and the Pacific (RAP), Bangkok, Thailand. pp. 183-205.
- LeCornu, J. (1998).** Dams and water management. Report of the Secretary General, International Commission on Large Dams to the *Conférence Internationale Eau et Développement Durable*, Paris, France, 19-21 March 1998.
- Ledec, G., and J.D. Quintero (2003).** *Good Dams and Bad Dams: Environmental Criteria for Site Selection of Hydroelectric Projects*. World Bank, Washington, DC, USA, 16 pp.
- Lehner, B., G. Czisch, and S. Vassolo (2005).** The impact of global change on the hydropower potential of Europe: A model-based analysis. *Energy Policy*, **33**(7), pp. 839-855.
- Liu, H., and X.-b. Hu (2010).** The development & practice of SHP CDM Project in China. *China Water Power & Electrification*, **69**(9), pp. 8-14.
- Lysne, D., B. Glover, H. Stole, and E. Tesakar (2003).** *Hydraulic Design*. Publication No. 8, Norwegian Institute of Technology, Trondheim, Norway.
- Mahmood, K. (1987).** *Reservoir Sedimentation: Impact, Extent, and Mitigation*. World Bank, Washington, DC, USA, pp. 113-118.
- Mielke, E., L.D. Anadon, and V. Narayanamurti (2010).** *Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing and Conversion*. Discussion Paper No. 2010-15, Harvard Kennedy School, Cambridge, MA, USA.

- Milly, P.C.D., K.A. Dunne, and A.V. Vecchia (2005).** Global pattern of trends in streamflow and water availability in a changing climate. *Nature*, **438**(7066), pp. 347-350.
- Milly, P.C.D., J. Betancourt, M. Falkenmark, R.M. Hirsch, Z.W. Kundzewicz, D.P. Lettenmaier, and R.J. Stouffer (2008).** Climate change: Stationarity is dead: Whither water management? *Science*, **319**(5863), pp. 573-574.
- Morris, G.L., and J. Fan (1997).** *Reservoir Sedimentation Handbook: Design and Management of Dams, Reservoirs and Watershed for Sustainable Use*. McGraw-Hill, New York, NY, USA, 805 pp.
- Mukherji, A. (2007).** The energy-irrigation nexus and its impact on groundwater markets in eastern Indo-Gangetic basin: Evidence from West Bengal, India. *Energy Policy*, **35**(12), pp. 6413-6430.
- Natural Resources Canada (2009).** *Small Hydropower, Low Head and Very Low Head Hydro Power Generation*. Natural Resources Canada, Ottawa, Canada. Available at: www.canmetenergy-canmetenergie.nrcan-rncan.gc.ca/eng/renewables/small_hydropower.html
- Nilsson, C., and M. Dynesius (1993).** Ecological effects of river regulation on mammals and birds: A review. *Regulated Rivers: Research and Management*, **9**(1), pp. 45-53.
- Nordel (2008).** *Annual Statistics 2008*. Organisation of the Transmission System Operators (TSOs) of Denmark, Finland, Iceland, Norway, and Sweden (www.nordel.org). Now merged into European Network of Transmission System Operators for Electricity, 22 pp. Available at: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/annualstatistics/Annual%20Statistics%202008.pdf.
- Odeh, M. (1999).** *A Summary of Environmentally Friendly Turbine Design Concepts*. DOE/ID/13741, US Department of Energy, Idaho Operations Office, Idaho Falls, Idaho, 39 pp.
- Pacca, S. (2007).** Impacts from decommissioning of hydroelectric dams: a life cycle perspective. *Climatic Change*, **84**(3-4), pp. 281-294.
- Palmieri, A., F. Shah, G.W. Annandale, and A. Dinar (2003).** *Reservoir Conservation Volume I: The RESCON Approach. Economic and engineering evaluation of alternative strategies for managing sedimentation in storage reservoirs*. The World Bank, Washington, DC, USA, 102 pp.
- Petersen, M.S. (ed.) (1984).** *Water Resources Planning and Development*. Prentice Hall, Eaglewood Cliffs, NJ, USA (ISBN 0-13-945908-1).
- Prabhakar, B., and G.K. Pathariya (2007).** Recent renovation and modernization technologies for existing hydro turbine. In: *International Conference on Small Hydropower – Hydro Sri Lanka*, Kandy, Sri Lanka, 22-24 October 2007, pp 161-168. Available at: www.ahec.org.in/links/International%20conference%20on%20SHP%20Kandy%20Srilanka%20All%20Details%5CPapers%5CTechnical%20Aspects-A%5CA20.pdf.
- Ramanathan, K., and P. Abeygunawardena (2007).** *Hydropower Development in India, A Sector Assessment*. Asian Development Bank, Mandaluyong City, The Philippines, 84 pp.
- REN21 (2010).** *Renewables 2010: Global Status Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century Secretariat, Paris, France, 80 pp.
- Renard, K.G., G.R. Foster, G.A. Weesies, D.K. McCool, and D.C. Yoder (1997).** *Predicting Soil Erosion by Water: A Guide to Conservation Planning with the Revised Universal Soil Loss Equation (RUSLE)*. Agriculture Handbook 703, US Department of Agriculture, Washington, DC, USA, 440 pp.
- Rogner, H.-H., F. Barthel, M. Cabrera, A. Faaij, M. Giroux, D. Hall, V. Kagramanian, S. Kononov, T. Lefevre, R. Moreira, R. Nötstaller, P. Odell, and M. Taylor (2000).** Energy resources. In: *World Energy Assessment. Energy and the Challenge of Sustainability*. United

- Nations Development Programme, United Nations Department of Economic and Social Affairs, World Energy Council, New York, USA, 508 pp.
- Rudd, J.W.M., R. Harris, C.A. Kelly, and R.E. Hecky (1993).** Are hydroelectric reservoirs significant sources of greenhouse gases? *Ambio*, **22**, pp. 246-248.
- Sale, M.J., G.F. Cada, and D.D. Dauble (2006a).** Historical perspective on the U.S. Department of Energy's Hydropower Program. In: *Proceedings of HydroVision 2006*, HCI Publications, Kansas City, MO, USA, pp 1-12.
- Sale, M.J., T.L. Acker, M.S. Bevelhimer, G.F. Cada, T. Carlson, D.D. Dauble, D.G. Hall, B.T. Smith, and F. Sotiropoulos (2006b).** *DOE Hydropower Program Biannual Report for FY 2005-2006*. ORNL/TM-2006/97, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, USA.
- Saltveit, S.J., J.H. Halleraker, J.V. Arnekleiv, and A. Harby (2001).** Field experiments on stranding in juvenile Atlantic salmon (*Salmo salar*) and brown trout (*Salmo trutta*) during rapid flow decreases caused by hydroppeaking. *Regulated Rivers: Research and Management*, **17**, pp. 609-622.
- Schneeberger, M., and H. Schmid (2004).** StrafloMatrix™, 2004 – Further refinement to the HYDROMATRIX® technology. In: *Proceedings of Hydro 2004 Conference*, Porto, Portugal, 18-20 October 2004.
- Scudder, T. (2005).** *The Future of Large Dams: Dealing with Social, Environmental, Institutional and Political Costs*. Earthscan, London, UK, 432 pp.
- SER (2007).** *Ecology-Based Restoration in a Changing World. 18th Annual Meeting of the Society for Ecological Restoration International (SER)*, San Jose, CA, USA, 5-10 August 2007.
- Shukla, P.R., D. Biswas, T. Nag, A. Yajnik, T. Heller, and D.G. Victor (2004).** *Captive Power Plants: Case Study of Gujarat India*. Working Paper 22, Stanford University, Stanford, CA, USA, 40 pp. Available at: iis-db.stanford.edu/pubs/20454/wp22_cpp_5mar04.pdf.
- Silva, E.P.D., A.J.M. Neto, P.F.P. Ferreira, J.C. Camargo, F.R. Apolinário, and C.S. Pinto (2005).** Analysis of hydrogen production from combined photovoltaics, wind energy and secondary hydroelectricity supply in Brazil. *Solar Energy*, **78**, pp. 670-677.
- Sims, R.E.H., R.N. Schock, A. Adegbululgbé, J. Fenhann, I. Konstantinaviciute, W. Moomaw, H.B. Nimir, B. Schlamadinger, J. Torres-Martínez, C. Turner, Y. Uchiyama, S.J.V. Vuori, N. Wamukonya, and X. Zhang (2007).** Energy supply. In: *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave and L.A. Meyer (eds.), Cambridge University Press, pp. 251-322.
- Sinha, S., B. Sharma, and C.A. Scott (2006).** Understanding and managing the water–energy nexus: Moving beyond the energy debate. In: *Groundwater Research and Management: Integrating Science into Management Decisions*. B.R. Sharma, K.G. Villholth, and K.D. Sharma (eds.), International Water Management Institute (IWMI), South Asia Office, New Delhi, India, pp. 242-257.
- Skoulikaris, C. (2008).** *Mathematical Modeling Applied to Integrated Water Resources Management: The Case of Mesta-Nestos Basin*. PhD Thesis, Dissertation No. 398, Hydrologie et Hydrogéologie Quantitatives, GEOSC-Centre de Géosciences, ENSMP, Greece, 306 pp.
- Soumis, N., E. Duchemin, R. Canuel, and M. Lucotte (2004).** Greenhouse gas emissions from reservoirs of the western United States. *Global Biogeochemical Cycles*, **18**, GB2022.
- SRU (2010).** 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. *Sachverständigenrat für Umweltfragen*, Nr. **15**, May 2010, ISSN 1612 – 2968.

- Sternberg, R. (2008).** Hydropower: Dimensions of social and environmental coexistence. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **12**(6), pp. 1588-1621.
- Stickler, M., and K.T. Alfredsen (2009).** Anchor ice formation in streams: a field study. *Hydrological Processes*, **23**(16), pp. 2307-2315.
- Sundqvist, E., and D. Wårlind (2006).** *The Importance of Micro Hydropower for Rural Electrification in Lao PDR*. Lund University, Lund, Sweden, 123 pp.
- Takeuchi, K. (2004).** Importance of sediment research in global water systems. In: *Proceedings from Ninth International Symposium on River Sedimentation*, Yichang, China, 18-21 October 2004, Vol. 1, pp 10-18 (ISBN 7-302-09684-8).
- Takeuchi, K., M. Hamlin, Z.W. Kundzewicz, D. Rosbjerg, and S.P. Simonovic (1998).** *Sustainable Reservoir Development and Management*. International Association of Hydrological Sciences (IAHS) Publication No. 251, Institute for Hydrology, Wallingford, UK, 187 pp.
- Taylor, R. (2008).** The possible role and contribution of hydropower to the mitigation of climate change. In: *Proceedings of IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Resources, Working Group III*, 20-25 January 2008, Lubeck, Germany, pp. 81-91.
- Terens, L., and R. Schafer (1993).** Variable speed in hydropower generation utilizing static frequency converters. In: *Proceedings of the International Conference on Hydropower, Waterpower 93*, Nashville, TN, USA, 10-13 August 1993, pp. 1860-1869.
- Teske, S., T. Pregger, S. Simon, T. Naegler, W. Graus, and C. Lins (2010).** Energy [R]evolution 2010—a sustainable world energy outlook. *Energy Efficiency*, doi:10.1007/s12053-010-9098-y.
- Thaulow, H., A. Tvede, T.S. Pedersen, and K. Seelos (2010).** Managing catchments for hydropower generation. In: *Handbook of Catchment Management*. R.C. Ferrier and A. Jenkins (eds.), Blackwell Publishing (ISBN 978-1-4051-7122-9).
- Therrien, J., A. Tremblay, and R. Jacques (2005).** CO₂ emissions from semi-arid reservoirs and natural aquatic ecosystems. In: *Greenhouse Gas Emissions: Fluxes and Processes. Hydroelectric Reservoirs and Natural Environments*. A. Tremblay, L. Varfalvy, C. Roehm, and M. Garneau (eds.), Environmental Science Series, Springer, New York, NY, USA, pp. 233-250.
- Torcellini, P., N. Long, and R. Judkoff (2003).** *Consumptive Water Use for U.S. Power Production*. Technical Report-TP-550-33905, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 18 pp.
- Tremblay, A., L. Varfalvy, C. Roehm, and M. Garneau (2005).** *Greenhouse Gas Emissions: Fluxes and Processes. Hydroelectric Reservoirs and Natural Environments*. Springer, New York, NY, USA, 732 pp.
- UN (2004).** *Beijing Declaration on Hydropower and Sustainable Development*. United Nations. Beijing, China, 29 October 2004. Available at: www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/hydropower_sd_beijingdeclaration.pdf.
- UN IWC (1997).** *Convention on the Law of the Non-navigational Uses of International Watercourses Organization*, United Nations, New York, NY, USA, 18 pp. Available at: untreaty.un.org/ilc/texts/instruments/english/conventions/8_3_1997.pdf.
- UNDP/UNDESA/WEC (2000).** *World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability*. United Nations Development Programme, United Nations Department of Economic and Social Affairs, and World Energy Council, New York, NY, USA.
- UNDP/UNDESA/WEC (2004).** *World Energy Assessment Overview: 2004 Update*. J. Goldemberg, and T.B. Johansson (eds.), United Nations Development Programme, United Nations Department of Economic and Social Affairs, and World Energy Council, New York, New York, USA, 85 pp.

- UNEP (2007).** *A Compendium of Relevant Practices for Improved Decision-Making, Planning and Management of Dams and Their Alternatives*. United Nations Environment Programme Dams and Development Project, Nairobi, Kenya, 52 pp.
- UNESCO-RED (2008).** *Resolving the Water-Energy Nexus – Assessment and Recommendations*. United Nations Educational Scientific and Cultural Organization – International Hydropower Program and Red Ethique, In: *International Symposium on Resolving the Water-Energy Nexus*, Paris, France, 26-28 November 2008.
- UNESCO/IHA (2008).** *Assessment of the GHG Status of Freshwater Reservoirs - Scoping Paper*. IHA/GHG-WG/3, United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization Working Group on Greenhouse Gas Status of Freshwater Reservoirs and the International Hydropower Association, London, UK, 28 pp. Available at: unesdoc.unesco.org/images/0018/001817/181713e.pdf.
- UNESCO/IHA (2009).** *Measurement Specification Guidance for Evaluating the GHG Status of Man-Made Freshwater Reservoirs, Edition 1*. IHA/GHG-WG/5. United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization and the International Hydropower Association, London, UK, 55 pp. Available at: <http://unesdoc.unesco.org/images/0018/001831/183167e.pdf>.
- UNESCO/IHA (2010).** *GHG Measurement Guidelines for Freshwater Reservoirs*. United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization and the International Hydropower Association, London, UK, 138 pp. (ISBN 978-0-9566228-0-8).
- UNWWAP (2006).** *Water – A Shared Responsibility*. United Nations World Water Development Report 2, World Water Assessment Programme, United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, Paris, France, 584 pp. Available at: www.unesco.org/water/wwap.
- US Department of the Interior (2005).** *Renewable Energy for America's Future*. US Department of the Interior, Washington, DC, USA. Available at: www.doi.gov/initiatives/renewable_energy.pdf.
- US DOE (2009).** *Annual Energy Outlook 2009 with Projection to 2030*. US Department of Energy. Washington, DC, USA, 221 pp.
- US Inter-Agency Committee on Water Resources (1958).** *Proposed Practices for Economic Analysis of River Basin Projects*. May 1950; revised May 1958. US Interagency Committee on Water Resources, Washington, DC, USA, 56 pp.
- Vennemann, P., L. Thiel, and H.C. Funke (2010).** Pumped storage plants in the future power supply system. *Journal VGB Power Tech*, **90**(1/2), pp. 44-49.
- Vinogg, L., and I. Elstad (2003).** *Mechanical Equipment*. Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, 130 pp.
- Viravong, V. (2008).** Lao PDR – powering progress. In: *Regional Consultation on Mekong River Commission's Hydropower Programme*, Vientiane, PR Laos, 25-27 September 2008. Available at: www.mrcmekong.org/download/Presentations/regional-hydro/2.2%20MRC-consultation_LAOPDR.pdf.
- Votruba, L., Z. Kos, K. Nachazel, A. Patera, and V. Zeman (1988).** *Analysis of Water Resource Systems*. Elsevier (ISBN 9780 449 89444).
- Wang, X. (2010).** Installed capacity of small hydropower in China reaching 55.12 GW. *Guangxi Electric Power*, **120**(4), pp. 11 (in Chinese).

- Wang, Z., and C. Hu (2004).** Interaction between fluvial systems and large scale hydro-projects. In: *Proceedings from Ninth International Symposium on River Sedimentation 2009*, Yichang, China, 18-24 October 2004, pp. 20.
- WBCSD (2009).** *Water, Energy and Climate Change. A contribution from the business community.* World Business Council for Sustainable Development, Geneva, Switzerland and Washington, DC, USA, 20 pp.
- WCD (2000).** *Dams and Development – A New Framework for Decision-Making.* World Commission on Dams, Earthscan, London, UK, 356 pp.
- WEC (2007).** Hydropower. In: *2007 Survey of Energy Resources.* World Energy Council (WEC), London, UK, pp 271-313 (ISBN: 0 946121 26 5).
- Wellinghoff, H.J., J. Pederson, and D.L. Morenoff (2008).** Facilitating hydrokinetic energy development through regulatory innovation. *Energy Law Journal*, **29**(398-419)
- White, W.R. (2005).** *World Water Storage in Man-Made Reservoirs: Review of Current Knowledge.* Foundation for Water Research, Marlow, UK, 53 pp.
- World Bank (1994).** *Culture Heritage and Environmental Assessment.* Environmental Assessment Sourcebook Update, No. 8, World Bank, Washington, DC, USA, 8 pp.
- World Bank (2001).** The World Bank position on the report of the World Commission on Dams. In: *Water Resources Sector Strategy: Strategic Directions for World Bank Engagement.* International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank, Washington, DC, USA, pp. 75–78 (report published 2004).
- World Bank (2004).** *Water Resources Sector Strategy: Strategic Directions for World Bank Engagement.* International Bank for Reconstruction and Development/World Bank, Washington, DC, USA.
- World Bank (2005).** *Shaping the Future of Water for Agriculture: A Sourcebook for Investment in Agricultural Water Management.* World Bank, Washington, DC, USA.
- World Bank (2008).** *Designing Sustainable Off-Grid Rural Electrification Projects: Principles and Practices - Operational Guidance for World Bank Group Staff.* World Bank, Washington, DC, USA, 17 pp.
- World Bank (2009).** *Directions in Hydropower: Scaling Up for Hydropower.* Water Sector Board Practitioner Notes (P-Notes), Sustainable Development Network of the World Bank Group, Washington, DC, USA, 16 pp.
- World Bank (2011).** *Water Resources Management.* Available at: <http://water.worldbank.org/water/topics/water-resources-management>.
- Xu, J. (2002).** River sedimentation and channel adjustment of the lower Yellow River as influenced by low discharges and seasonal channel dry-ups. *Geomorphology*, **43**(1-2), pp 151-164.
- Yumurtacia, Z., and E. Bilgen (2004).** Hydrogen production from excess power in small hydroelectric installations. *International Journal of Hydrogen Energy*, **29**, pp. 687-693.
- Zare, S., and A. Bruland (2007).** Progress of drill and blast tunnelling efficiency with relation to excavation time and cost. In: *33rd ITA World Tunnel Congress*, Prague, Czech Republic, 5-10 May 2007, pp. 805-809.
- Zhu, Y.-M., X.X. Lu, and Y. Zhou (2007).** Sediment flux sensitivity to climate change: A case study in the Longchuanjiang catchment of the upper Yangtze River, China. *Global and Planetary Change*, **60**(3-4), pp. 429-442.