



技術ロードマップ

水力発電



International
Energy Agency

Ministério de
Minas e Energia



“Copyright © 2012”

OECD/IEA, 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France.

No reproduction, translation or other use of this publication, or any portion thereof, may be made without prior written permission. Applications should be sent to: rights@iea.org

The Japanese translation of the TECHNOLOGY ROADMAP: HYDROPOWER has been translated from its English text which is the official version of this publication. While the IEA is the author of the original English version of this publication, the IEA takes no responsibility for the accuracy or completeness of this translation. This publication has been translated under the sole responsibility of New Energy Foundation.

“著作権 © 2012”

OECD/IEA, 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France.

複製、翻訳、または、この出版物またはその一部の使用は、
書面による事前の許諾なくしてすることはできません。
申請は以下へご連絡ください。: rights@iea.org

「技術ロードマップ：水力発電」の日本語翻訳版は、
この出版物の公式版であるその英語原本から翻訳されています。
国際エネルギー機関は、この出版物のオリジナル英語版の著作者ですが、
国際エネルギー機関は、この翻訳の正確性または完全性に関していかなる責任も負いません。
この出版物は、一般財団法人新エネルギー財団の唯一の責任のもとで翻訳されています。

国際エネルギー機関

国際エネルギー機関(IEA)は、1974年11月に設立された独立機関である。その主な使命はこれまででも、そして今日も次の二つである。石油供給の物理的途絶に対して加盟国が集団的に対処することで、エネルギー安全保障を促進すること。加盟28か国、およびその他の国々に対し、信頼できる、手頃な価格の、かつクリーンなエネルギーを確保するための方策について、権威ある調査分析を行うこと。IEAは、加盟国間のエネルギー協力に関する包括的プログラムを実施している。各加盟国は、石油純輸入量90日分に相当する備蓄を義務づけられている。IEAの目的は次の通りである。

- あらゆる種類のエネルギーにつき、特に石油供給が途絶された場合に効果的な緊急対応を行う能力を維持することによって、加盟国に確実かつ十分な供給へのアクセスを確保すること。
- 特に気候変動の要因となる温室効果ガスの削減を通じ、グローバルな経済成長および環境保護を向上させる持続可能なエネルギーを促進すること。
- エネルギーデータの収集および分析を通じ国際市場の透明性を向上させること。
- エネルギー効率の改善や低炭素技術の開発および活用等を通じ、将来のエネルギー供給を確保し、環境への影響を軽減するエネルギー技術に関するグローバルな協力を支持すること。
- 非加盟国、産業界、国際機関、その他の関係者との取り組みや対話を通じ、グローバルなエネルギー課題への解決策を見出すこと。

IEA 加盟国

オーストラリア
オーストリア
ベルギー
カナダ
チェコ共和国
デンマーク
フィンランド
フランス
ドイツ
ギリシャ
ハンガリー
アイルランド
イタリア
日本
韓国
ルクセンブルグ
オランダ
ニュージーランド
ノルウェー
ポーランド
ポルトガル
スロバキア共和国
スペイン
トルコ
イギリス



International
Energy Agency

© OECD/IEA, 2012
International Energy Agency
9 rue de la Fédération
75739 Paris Cedex 15, France

[WWW.iea.org](http://www.iea.org)

Please note that this publication
is subject to specific restrictions
That limit its use and distribution.

The terms and conditions are available online at
<http://www.iea.org/termsandconditionsuseandcopyright/>

前書き

エネルギーの供給と消費動向は、現在、経済的、環境的、そして社会的に持続できない方向を示している。断固たる行動がなければ、エネルギーに関連する温室効果ガス(GHG)の排出は2050年までに2倍を超える可能性があり、石油需要の増加により、供給確保について懸念が高まるであろう。我々は、現在の進路を変えられるし、また、変えなければならない。この変革を起こすために必要なエネルギー革命において、持続可能な低炭素エネルギー技術が重要な役割を果たすであろう。もし、我々が温室効果ガス排出量の目標値を達成するのであれば、温室効果ガスの排出を効果的に減らすために、エネルギー効率、様々な種類の再生可能エネルギー、炭素の回収と貯留(CCS)、原子力、および新しい輸送技術のすべてを、広範囲に展開することが必要だろう。今日の投資判断によって、次善最適技術の負担を我々が長期的に負わないことを確実にするためには、すべての主要国と経済セクターが関わらなければならず、今行動を起こすことが必要である。

政策声明と分析作業を、直ちに具体的な行動に移すことが必要であるという意識が高まっている。これらの課題に取り組むため、国際エネルギー機関(IEA)は、G8の要求により、世界のエネルギー関連のCO₂を2050年に現在のレベルの50%未満にする目標の達成に必要な最も重要な技術について、一連のロードマップを作成している。それぞれのロードマップでは、今日から2050年までの技術の成長経路を作成し、その技術の持ちうる最大のポテンシャルを実現するために達成すべき技術、資金、政策、市民参加についてのマイルストーンを特定している。

現在、水力はそれ単独で最大の再生可能電源であり、競争力のある価格で世界の電力の16%を供給している。先進国、新興国、あるいは開発途上国のいくつかの国においては、電源構成の中心となっている。それ以外の多くの国では、クリーンで再生可能な電力の相当量を供給している。また、河水の制御と利用に役立っている。その卓越したフレキシビリティは電力システムにおいて非常に有用であり、風力発電や太陽光発電のような出力変動を伴う再生可能エネルギー技術の発展を可能にし、促進させていくために不可欠となるであろう。特に開発途上国では、社会経済的な進歩の助けとなりうる。このロードマップでは、水力発電容量と年間発電電力量が、2050年までに現在のレベルの約2倍になるべきであるとしている。

水力発電は、今日でもすでに競争力のあるエネルギー源である。しかし、さらに発展させるためには、以前として重要な規制、資金、パブリックアクセプタンスという課題に直面する。このロードマップには、それらの課題を特定し、水力の環境パフォーマンスを高める技術と管理上の改善など、課題に対処するための提案が含まれている。

すでに、他のIEAの技術ロードマップでは、IEAの枠を越えた国々での、特にクリーンエネルギー技術の普及に重点を置いてきた。水力発電の増分の大部分は、新興国の大規模なプロジェクトから生じることが予測されるため、このロードマップの作成と出版においては、ブラジルの全面的な協力によってIEAは多大なる恩恵を受けている。ブラジルは水力発電では主導的な地位にあり、膨大な経験と知識をIEAと共有している。我々は双方とも、世界のエネルギー課題の解決策の探求を続けるにつれて、この新しく有益な協力が、広がってゆくであろうということを確認している。

Maria van der Hoeven
事務局長
国際エネルギー機関

Edison Lobão
鉱山エネルギー大臣
ブラジル連邦共和国

このロードマップは、IEA事務局とブラジル連邦共和国鉱山エネルギー省の見解を反映している。ただし、IEAやOECDの個々の加盟国の見解を必ずしも反映していない。このロードマップは、いずれの特定の課題や状況についての助言となるものではない。IEAとブラジル連邦共和国鉱山エネルギー省は、このロードマップの内容について(その完全性または正確性を含めて)、明示的または黙示的な表明または保証を行わず、ロードマップのいかなる使用またはその信頼性についても責任を負わない。詳細に関する問い合わせ先：technologyroadmapscontact@iea.org。

目次

前書き	1
謝辞	4
主な知見	5
今後 10 年間の主要な行動	6
序論	7
水力発電をとり扱う根拠	7
このロードマップの目的、プロセス、および構成	8
今日の水力発電	9
概要	9
水力発電の多様性	11
落差または発電所の規模による分類	14
エネルギーサービス	15
水力発電展開のビジョン	18
地域各論	20
より広範な再生可能エネルギー普及の背景	24
揚水発電の展開	25
CO ₂ 削減への貢献	27
持続可能な水力開発	28
環境問題	28
社会経済的問題	32
パブリックアクセプタンス	32
開発への持続可能なアプローチ	33
エネルギーと水の結びつき	36
経済性	38
コスト	38
支援の仕組み	41
財政上の課題	42
テクノロジーの向上：ロードマップにおける行動とマイルストーン	46
技術の向上	46
管理上の改善	47
揚水発電技術のイノベーション	49
政策枠組み：ロードマップにおける行動とマイルストーン	51
政策枠組みの設定／改善	51
確実な持続可能な開発とパブリックアクセプタンスの獲得	52
経済性および財務上の問題点の克服	53
結論：利害関係者の短期的行動	55
略語	57
中南米における詳細な発電ポテンシャルの推定値	58
参考文献	59

図一覧

図 1：世界の燃料別発電量 1973-2010 年	9
図 2：水力発電電力量 1965-2011 年	11
図 3：水力とその他の再生可能エネルギーにおける最近の増加発電電力量	12
図 4：カスケード式水力発電所	13
図 5：揚水発電所	13
図 6：ペルトン水車、フランシス水車、カプラン水車	14
図 7：スカンジナビア-北ヨーロッパ相互接続	16
図 8：水力発電の地域別の技術的ポテンシャルと未開発の技術的ポテンシャルの比率(2009 年)	18
図 9：水力発電の設備容量(GW)の中期的予測	19
図 10：水力ロードマップのビジョンにおける 2050 年までの水力発電電力量(TWh)	19
図 11：ETP 6DS および 2DS における水力発電電力量の推移と予想(TWh) および全発電電力量に占める比率	20
図 12：総発電電力量および燃料ミックス(2009 年および 2050-2DS)	25
図 13：発電におけるライフサイクル GHG 排出の予測（土地利用変更を除く）	30
図 14：今日開発中の主要なダム-60%が多目的ダム	35
図 15：電力貯蔵技術のコスト	40
図 16：ホスト国別水力発電プロジェクト占有率	41
図 17：経年的な水力パフォーマンスの向上	46
図 18：経年的な発電電力量の推移	48
図 19：エナジー・アイランド構想	50

表一覧

表 1：2010 年の水力発電電力量上位 10 か国	10
表 2：2010 年に国内の発電電力量の半分超を水力で発電した国	10
表 3：さまざまな国における小規模水力発電の定義	15
表 4：2050 年の予想揚水発電容量	27
表 5：水力開発で想定される障壁および実現するための要因	28
表 6：加重平均資本コストと負荷率による代表的な水力発電所の LCOE の変動	38
表 7：選択された発電技術毎の最小/最大 LCOE	39

囲み記事一覧

ボックス 1：水力が風力発電を支援：デンマークとノルウェーの系統接続	16
ボックス 2：ポルトガルで水力が風力発電を支援	26
ボックス 3：ナムトゥン 2 プロジェクト：持続可能な開発のモデルとは？	32
ボックス 4：IHA 水力発電持続可能性評価プロトコル	33
ボックス 5：ブラジルのアプローチ：河川流域インベントリから総合エネルギー計画まで	34
ボックス 6：多目的な水力開発の戦略的環境アセスメント	36
ボックス 7：利用率と資本コストのばらつきに対する LCOE の感度	38
ボックス 8：ナムトゥン 2 プロジェクトへの出資	43
ボックス 9：ブラジルにおける競争入札手続きおよびブラジル国立経済社会開発銀行(BNDES)の役割	44

謝辞

本書は、ブラジル鉱山エネルギー省の代理である CEPEL (ブラジル電力研究所) と協力して、国際エネルギー機関の再生可能エネルギー部門 (RED) によって作成された。Cédric Philibert と Carlos Gasco は、この報告書のコーディネーターであり主な執筆者である。CEPEL の Maria Elvira Maceira と、水力技術と計画に係る実施協定 (Hydropower IA) 事務局の Niels Nielsen とともに作業を行った。IEA 再生可能エネルギー部長の Paolo Frankl、および CEPEL 所長の Albert Geber de Melo は、この作業に対して貴重な助言と情報を提供した。ブラジル 鉱山エネルギー 副大臣の Márcio Zimmermann、および IEA エネルギー市場・安全保障局の Didier Houssin 前局長は、さらなる助言と情報を提供した。IEA の他の同僚、特に Uwe Remme、Cecilia Tam、および Zuzana Dobrotkova も、このロードマップの作業に大きく貢献した。

著者らは、次の査読者全員のすべての意見に対して心から感謝する。Luisa Almeida Serra (Energias de Portugal 社)、Pedro Bara Neto (WWF アマゾン・プログラム)、Fabio Batista (CEPEL)、Alex Beckitt (タスマニア水力発電公社)、Emmanuel Branche (フランス電力会社)、Arnaud Chaffoteaux (Alstom 社)、Fernanda Costa (CEPEL)、Jorge Damazio (CEPEL)、Rajesh Dham をはじめとする協力者 (アメリカエネルギー省)、Paulo Cesar Domingues (ブラジル鉱山エネルギー省)、Jakob Granit (ストックホルム水研究所)、Prieto Hernandez (Iberdrola 社)、Gilberto Hollauer (ブラジル鉱山エネルギー省)、国際水力発電協会 (IHA)、Wim Jonker Klunne (CSIR :科学産業研究会議、南アフリカ共和国)、Ruud Kempener (IRENA、国際再生可能エネルギー機関)、Arun Kumar (IIT インド工科大学 Roorkee 校、インド)、François Lemperière (非営利団体 Hydrocoop)、Alberto Levy (米州開発銀行)、Maria Luiza Lisboa Hydropower (CEPEL)、Luiz Guilherme Marzano (CEPEL)、Jian-Hua Meng (WWF 世界水安全保障イニシアチブ)、Paul Nel (Aurecon 社)、Johansen Jan Oivind (ノルウェー石油エネルギー省)、Christine van Oldeneel (水力設備協会)、Victorio Oxilia (OLADE、ラテンアメリカエネルギー機構)、Clemente Prieto (Iberdrola 社)、Tormod Schei (Statkraft 社)、Pierre Schlosser (欧州電力産業連盟)、

Karin Helen Seelos (Statkraft 社)、Steve Usher (国際水力発電とダムジャーナル)、Walter Vergara (米州開発銀行)、Francisco Romário Wojcicki (ブラジル鉱山エネルギー省)

著者らは次の方たちにも感謝する。原稿の編集については Peter Chambers、Rebecca Gaghen、Marilyn Smith に。そして IEA 出版部、特にデザインとレイアウトについては Muriel Custodio、Cheryl Haines、Astrid Dumond。Bertrand Sadin に感謝する。

最後に、CEPEL と ADEME (フランス環境エネルギー管理庁) を通じたブラジル政府とフランス政府、およびスペイン Iberdrola 社の支援に心から感謝する。

主な知見

- 水力発電には、他の多くの電源に優る利点がある。すなわち、高信頼性、実績ある技術、高効率、低運転維持コスト、フレキシビリティ、大容量などである。
- 水力発電は世界的に主要な再生可能な発電技術であり、今後も長い間存続するであろう。2005年以降新たに加わった水力発電設備だけで、他のすべての再生可能エネルギーの合計よりも多くの発電を行っている。
- 水力発電増加のポテンシャルは、特にアフリカ、アジア、ラテンアメリカにおいて相当量が見込める。このロードマップでは、2050年までに、世界で水力発電設備容量は現在の2倍のほぼ2,000 GWになり、発電電力量は7,000 TWhを超えると予測している。揚水発電の設備容量は3倍から5倍になるであろう。
- 水力発電の増分のほとんどは、新興国と開発途上国の大規模プロジェクトによるものである。これらの国々では、大規模および小規模の水力発電プロジェクトにより、近代的なエネルギーサービス利用の改善、貧困の軽減、社会的経済的開発の促進が、特に地域社会において可能になる。先進国では、既存の発電所の増強および再開発によりさらなる恩恵が得られる。
- 水力発電所の貯水池はまた、水供給、洪水制御、灌漑、舟運、およびレクリエーションのための流水の調整が可能である。流水の調整は、気候変動対策において重要になるかもしれない。
- 貯水池式および揚水式発電所は、どちらもフレキシビリティのある電力源であり、系統運用者が風力発電や太陽光発電のような他の再生可能エネルギーの変動性に対処する際の助けとなる。
- 化石燃料からの電気への依存を減らしながら、拡大するエネルギー安全保障に対する大きな能力を発揮するため、水力発電は、政策、環境、パブリックアクセプタンス、市場設計、財務上の課題に関する障壁を克服しなければならない。
- 大規模でも小規模でも、貯水池式であっても流れ込み式であっても、水力発電プロジェクトは環境と地域住民への影響を緩和するか補償するように設計され運用されなければならない。水力発電に係わる産業界は、開発者と運用者が環境的および社会的な課題に十分な方法で取り組むための、さまざまなツール、指針、手順を開発してきた。
- 新型の水車と設計の工夫により、最近の水力発電所は、より持続可能で環境に優しいものとなっている。優れた管理は、下流の生態系の被害防止の助けとなる。
- 水力発電プロジェクトは非常に多額の先行投資を必要とし、それは最大数百億米ドルにもなる。水力発電は最もコストが小さい再生可能な電力技術であり、通常は他のすべての代替技術に対して競争力を有しているが、依然として資金調達が主たる課題である。このロードマップでは、適切な長期的収入フローと投資者のリスク低減を確実にするために、革新的な資金調達計画と市場制度改革を求めている。

今後10年間の主要な行動

このロードマップで挙げられているビジョンを実現するために、すべての利害関係者による協調行動が非常に重要である。持続可能な水力発電が、目標としているレベルを達成するにあたって必要な規模の投資を促進するために、政府は産業投資に対する好ましい環境の創出において主導権を握らなければならない。目標達成のために必要な行動は、政策と市場の枠組み、持続可能性とパブリックアクセプタンス、財政課題と更なる技術開発にかかわっている。

政策に関して、各国政府は以下のことを行うべきである。

- 必要に応じて、河川流域レベルにおける水力ポテンシャルのインベントリを作成、若しくは更新する。発電電力量を増加させるために既存の発電所の機能向上または再開発の選択肢がある。元々洪水対策、灌漑、舟運、あるいは飲用水供給のために造られたダムへの水力発電設備の追加の可能性を評価する。
- 目標を持って水力発電所の開発計画を作成する。そして、これらの目標の達成に向けて進捗状況を監視する。最貧国はこの目的を達成するために適切な支援を受けることができる可能性がある。
- 適切で持続可能な水力発電プロジェクトのための政策の枠組みと市場の制度設計を策定し推進する。

持続可能性とパブリックアクセプタンスに関して、各国政府と関連する利害関係者は、以下のことを行うべきである。

- 環境影響評価報告書や自主的な手順書のよう
に、開発者と運用者は、持続可能性への取組
みの記録を確実に行う。
- 持続可能なエネルギーを創出し、気候変動抑
制の目標達成に貢献している水力発電の役割
について、一般公衆と利害関係者に対して情
報を広める。
- 水文学的な相互補完性の利点を生かすために、
送電線で相互接続されている流域間で、複数
の水力発電所の共同運用における持続可能性
の課題を検討する。

財政的な課題に関して、各国政府と関連する利害関係者は、以下のことを行うべきである。

- 政府の政策目標において水力発電の資金調達
を含め、リスクを低減する新しい公的な金融
商品を開発する。
- 開発途上地域における多数の水力発電プロ
ジェクトを支援するための、効果的な財政モ
デルを開発する。
- 一般水力発電と揚水発電の実質的価値を決め
るための指針、および報酬の仕組みを提供す
る。
- 多目的水力開発の非エネルギー分野での貢献
を評価するための経済的手法を確立する。

技術開発に関して、政府機関と産業界は、以下の
ことを行うべきである。

- 運転性能向上と開発コスト低減のための技術
開発成果を、展開、調整、普及させる。
- 出力変動を伴う再生可能エネルギーの送電網
への大量接続に際してより良い支援ができる
ように、産業界による水力発電所における技
術開発を確実なものとする。

序論

エネルギー安全保障、気候変動、持続可能な開発といった世界的な課題に取り組むための、先端エネルギー技術の開発を加速する緊急の必要性がある。この課題は、日本の青森で2008年6月に開催された会合において、G8各国、中国、インド、韓国のエネルギー大臣によって同意されている。会合で彼らは、IEAが革新的なエネルギー技術を推進するためのロードマップを作成することを要請する旨を表明した。

我々はIEAの支援を得て、革新的技術のためのロードマップを作成し、既存の、および新たなパートナーシップに基づき協力していく国際的な構想を確立するものである。(中略)クリーンエネルギー技術を緊急に開発、展開、発展させるために、我々のハイリゲンドラム声明を再確認しながら、新しい技術への民間投資を促進するために、透明性のある規制枠組み、経済財政的インセンティブ、官民パートナーシップといった、広範囲の政策手段を、我々は認識し奨励する。(後略)

この意欲的な目標を達成するために、国際的な指針の下で産業界と緊密な協議を行いながら、IEAは、低炭素エネルギー技術の開発と普及を推進するための一連のロードマップを作成している。これらの技術は、需要と供給サイドの各々の技術に一樣に分けられる。

この水力発電ロードマップは、ブラジル鉱山エネルギー省を代表するブラジル電力研究所(CEPEL)と共同で作成されてきた。この協力の背後にある強い根拠は、現在および将来の水力開発の大部分が新興経済国で行われるだろうという事実である。ブラジルは、その電力セクターの根本的な改革を行いながら、持続可能な水力開発において多くの経験を蓄積してきた。この共同作業により、ブラジルの経験は、開発途上国、新興国、先進国を問わず、他の国々にとって大変有益なものとなっている。

一連の技術ロードマップの全般的な目的は、2050年までにCO₂排出の(2005年レベルに対して)50%削減を達成するために、主要な技術の世界的な開発と理解を推進することである。これらのロードマップは、政府機関と産業界および金融パートナーが、必要なステップを特定し、要求される技術の開発と理解を加速させる方法を実施することを可能にするであろう。

水力発電をとり扱う根拠

水力発電は成熟したコスト競争力のある再生可能エネルギーである。水力発電は世界の発電量の16%超、再生可能エネルギーによる電力の約85%を占めており、今日の電力構成において重要な役割を果たしている。さらに、水力発電は需要と供給との間の変動の安定化に役立つ。この役割は、出力変動を伴う再生可能エネルギー源 - 主に風力発電と太陽光発電(PV) - の割合が相当増加するので、今後数十年間でさらに重要になるだろう。

エネルギーミックスの脱炭素化への水力発電の貢献は、2つの要素からなる。第1のメリットはクリーンな再生可能電源であること。第2のメリットは、他の再生可能エネルギーによる電力が大量に送電網に接続することを可能にすることである。

水力開発には他にメリットがあることも多い。最も重要なものは、水供給、洪水と干ばつの抑制、灌漑である。さらに、舟運と余暇活動にもまた、その役割を有している。これらの目的は対立することもあるが、補い合うことのほうが多い。持続可能である水力開発からそのような複数の結果を得ることが、このロードマップの中核を成している。

水力発電はエネルギー政策で見落とされることが非常に多い。政策当局者は、特に先進工業国では、水力発電所の経済的能力は何十年も前に使い果たしており、水力発電所は環境保護に有害であるか安全ではない、このどちらか、または両方であると考えられる傾向がある。風力発電や太陽光発電から供給される変動する電力の安定化に役立つという水力発電の潜在的な貢献はいつも理解されているわけではない。ただし、経済状況は変化が早く、技術は進歩し、持続可能性の環境的、社会的、経済的状況は、以前よりも理解され、より多く考慮されている。一般的に、ダム安全性は現在非常に高く、古い発電所の容量、効率、および環境パフォーマンスを向上させるための選択肢は非常に多い。そして、特に新興国と開発途上国において、新しい水力発電所を建設する機会が多い。

将来に目を向けると、水力開発の最も重要な推進力は以下であるだろう。

- 長期的で生産的な、地域の発電能力と低ライフサイクルコスト。
- 実績と信頼性がある発電であり、停電がほとんどない。
- 運転が安全であり、水力発電所の従業員と一般の人々に対するリスクが最小である。
- 環境的社会的に持続可能な開発であり、気候変動を緩和する。
- 運転に柔軟性があり、送電網の安定性を向上させ、出力変動を伴う再生可能エネルギーの使用を可能にする。
- 季節的な負荷を平均化する大規模なエネルギー貯蔵である。
- 洪水抑制、水供給、および灌漑のような多くの非エネルギーサービスの提供。特に真水の需要の増加と気候変動への対応との関連において、非エネルギーサービスを提供する。
- 既存の水力発電所の増強、再開発、および改良。
- 実行可能な場合、洪水抑制、灌漑、水供給、もともとはその他の非エネルギー用途で建設された既存のダムへの水力発電設備の追加。そして、
- 地域での発電によるエネルギー安全保障。

このロードマップの目的、プロセス、および構成

このロードマップが目指していることは、水力発電の開発と展開を世界的に加速するために、取り組まなければならない主要な行動と任務を特定することである。水力発電は成熟したエネルギー技術であり、今日ほとんどの技術改良が目指していることは、非常に高い効率性と許容されるコストを維持しながら、環境への悪影響を極小化し環境利益を極大化することである。水力発電所は運転コストが低く、エンドユーザーを化石燃料の価格変動から守っているが、実現可能とされる技術的寿命の延長には、多額の初期投資コストを要する。そのため、資金調達がおそらく最も重要な課題であり、その解決策は、大部分が政策枠組みと市場設計にある。各国政府は、開発途上国、新興国、先進国にかかわらず、このような水力発電の展開を可能にすることに重大な責任を負っている。

IEA は、第 1 回目の水力発電ロードマップワークショップをフランスのパリで開催し（2011 年 5 月 26-27 日）、作業を開始した。そこでは、環境的資金的課題を含む広範囲な協議事項があった。ブラジル電力研究所（CEPEL）は、ブラジルのリオ・デ・ジャネイロで第 2 回目のワークショップを主催し（2011 年 10 月 10-11 日）、南北アメリカ大陸とアジアに注目した。IEA は 3 回目のワークショップを、水力発電の展開、および主要な行動とマイルストーンに対する共通のビジョンを議論すべく、パリで開催した（2012 年 5 月 9 日）。最終的に、IEA 水力実施協定の会合の合間に、短いまとめのセッションがワシントン DC で行われた（2012 年 5 月 30 日）。

このロードマップは主に 6 つの節で構成される。まず、水力発電の現状から始まって、その多様性を明らかにしている¹。水力の将来の展開に対するビジョンが続き、水力発電の未開発ポテンシャルを考慮しながら、地域的な規模を詳しく述べている。ここでは、より幅広い再生可能エネルギー普及の状況と、出力変動を伴う再生可能エネルギーを利用可能にする水力発電の役割について考察している。次の節では、持続可能性の側面、環境課題の詳細、社会経済的およびパブリックアクセプタンスの問題、普及のための持続可能な方法、エネルギーと水のつながりについて考察している。第 5 節では、水力発電の経済性、つなわち、コスト、支援の仕組み、財政的課題について再検討している。それあと、必要な行動とマイルストーンを提示しながら、将来に向けて継続する技術改良に着目したのちに、政策枠組みに取り組んでいる。このロードマップは、最後に利害関係者の短期的な行動を説明して結んでいる。

¹ ただし、このロードマップは、潮力発電および波力発電についての情報は含まないことに注意されたい。

今日の水力発電

概要

落下する水の動力は、数千年前から世界の多くの地域で利用されてきた。それを発電機と組み合わせることにより 19 世紀後半に水力発電が生まれ、20 世紀の初めには主要な電源を、たとえば、アメリカでは 1920 年まで電源の 40% を、占めるにいった。河川に近い多くの町、都市、工業地帯では、需要地中心近くの水力発電所から電力を供給することができた。水力発電は「白い石炭」と呼ばれ、ごく一般的な電源であった。

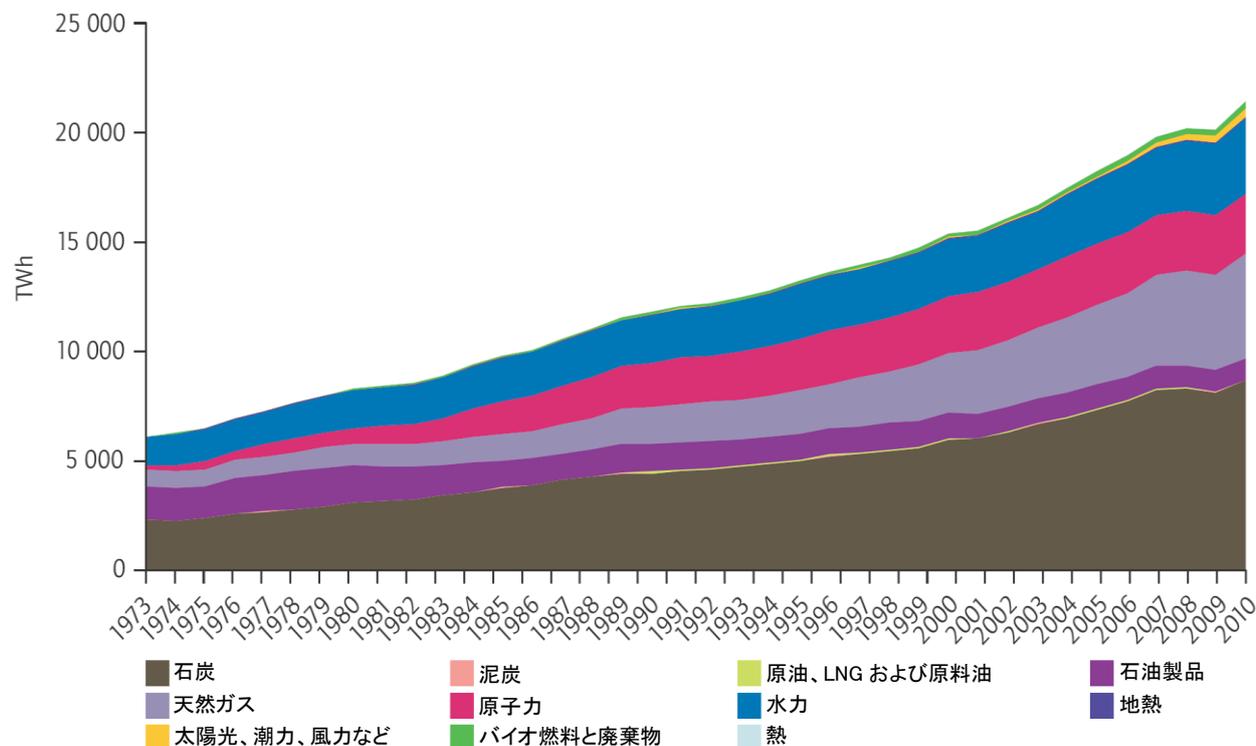
これら初期の開発以来、水力発電は、安全で信頼性があり高価でない電力エネルギー源として発展してきた。環境および社会的影響を責任持って管理する知識は、この数十年間でかなり向上し、一般的に高いレベルに達している。水力発電は、世界の再生可能エネルギーによる電力では最大のシェアを占めており、依然として、大きな開発ポテンシャルを有している。それに加えて、大貯水池式および揚水式水力発電所の素早い対応能力は、電力システムにとって重要なエネルギーサービスであり、電力需要とフレキシビリティに欠ける電源からの電力供給の変動に対応する手助けとなる。

水力発電所は、その規模が大きくなるにつれて、関係するダムは追加的な用途を開拓してきた。すなわち、水供給、洪水制御、灌漑、舟運、漁業などである。反対に、もともと洪水制御、灌漑、および舟運で、または、いずれかの目的で建設されたダムに、水力発電所が追加されてきた。

水力発電は、159 か国で利用されている完全に成熟した技術である。水力発電は、世界の電力の 16.3% を供給し（2010 年に約 3,500 TWh）、原子力発電（12.8%）よりも多く²、風力、太陽光、地熱およびその他の電力源の合計（3.6%）よりもかなり多いが、化石燃料発電（67.2%）に比べるとかなり少ない（IEA, 2012a）。OECD 加盟国の中では、水力発電の寄与は 13% である（2008 年に約 1400 TWh）。これは OECD 非加盟国（2008 年に 19.8%、約 2,100 TWh）よりも少ない。OECD 非加盟国では 1973 年以来、年平均 4.8% の率で増加している（図 1 参照）。

² このことは、大抵の公表されでは、あまり明らかではない。慣例的に、原子力と水力の一次エネルギーの統計値には、別々の値を適用しているからである。

図 1：世界の燃料別発電量 1973-2010 年



出典：特に記載がなければ、数値、図、表、ボックスのすべての資料は IEA のデータおよび分析から得ている。

4 か国（中国、ブラジル、カナダ、アメリカ）を合わせると、世界の水力発電電力量の半分を発電しており、10 か国で 70% を発電している（表 1）。

35 を越える国で、2009 年に水力発電で国内の全発電量の半分超を得ている（表 2）。

表 1：2010 年の水力発電電力量上位 10 か国

国名	水力発電量 (TWh)	発電量に占める割合 (%)
中国	694	14.8
ブラジル	403	80.2
カナダ	376	62.0
アメリカ	328	7.6
ロシア	165	15.7
インド	132	13.1
ノルウェー	122	95.3
日本	85	7.8
ベネズエラ	84	68
スウェーデン	67	42.2

注記: これらの数値は、電力輸入を含んでいない。たとえば、ブラジルはパラグアイの Itaipu 水力発電所から電力を輸入しており、輸入量はその発電所の発電量のほぼ半分に相当する。(36 TWh)

表 2：2010 年に国内の発電電力量の半分超を水力で発電した国

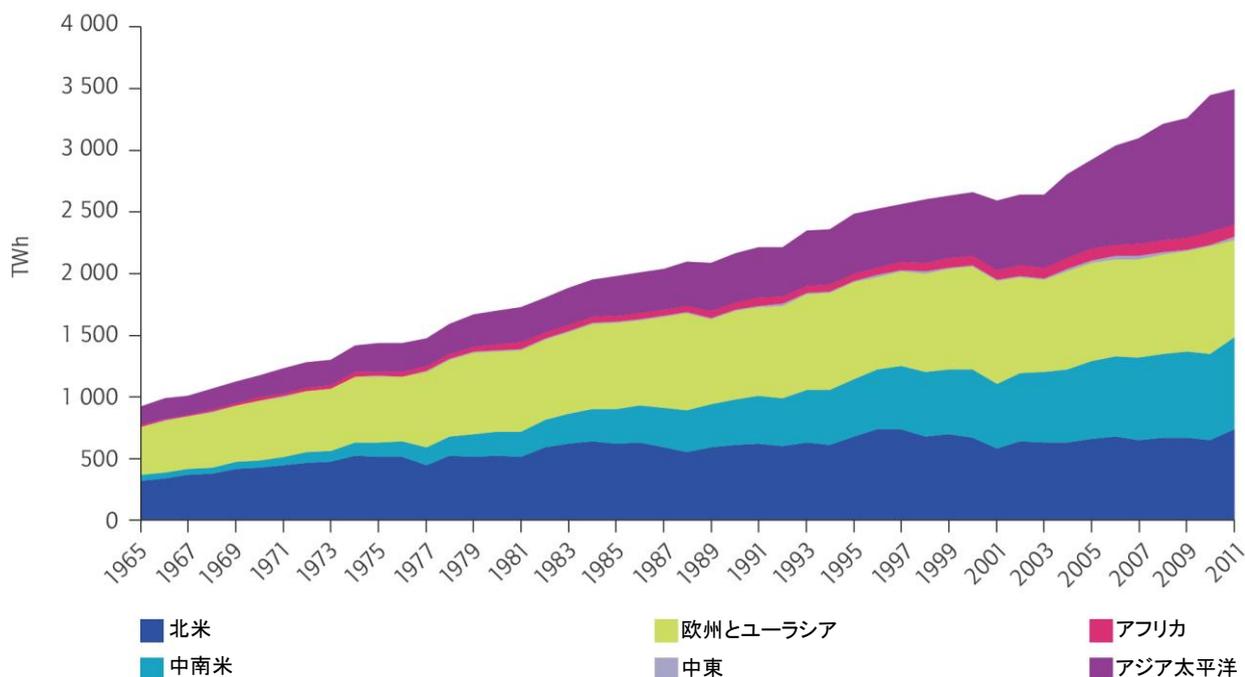
水力の割合	国名	発電電力量 (TWh)
≈100%	アルバニア、コンゴ民主共和国、モザンビーク、ネパール、パラグアイ、タジキスタン、ザンビア	54
>90%	ノルウェー	126
>80%	ブラジル、エチオピア、グルジア、キルギスタン、ナミビア	403
>70%	アンゴラ、コロンビア、コスタリカ、ガーナ、ミャンマー、ベネズエラ	77
>60%	オーストリア、カメルーン、カナダ、コンゴ共和国、アイスランド、ラトビア、ペルー、タンザニア、トーゴ	38; 351
>50%	クロアチア、エクアドル、ガボン、北朝鮮、ニュージーランド、スイス、ウルグアイ、ジンバブエ	25; 36

注記: 太字の国は水力の発電電力量が 2009 年に 20 TWh を越えた国で、各々の値を右欄に示している。

水力は、風力や太陽光と同様に出力の変動を伴うとは考えられていない。これは、ある程度貯水能力を通じて制御することができることと、(流れ込み式発電所であっても風力発電に比べれば) 発電の予測可能性が高いことによる。ただし、水力発電は降雨量と河川の流量に依存するので、長いスパンでは変動する。長期間での発電電力量の推移をみると、世界中の水力発電容量の増加を反映しており、1990年から2009年の間に52%増加し(図2)、特に中国で急速に増加した(Brown他、2011年)。1990年代末期から2000年代初期にかけての減速は、いくつかの要因があるが、とりわけ、大規模ダムについての地域や国際的な論争が激しくなった結果である。

このことは世界ダム委員会(WCD)の設立と、2000年11月の主要報告書「ダムと開発：意思決定のための新しい枠組み」の策定につながった(WCD, 2000年)。2003年に世界銀行は、その「水資源セクター戦略」を承認し、これは再生可能エネルギーと再生可能エネルギーの効率化を支援するものである(世界銀行, 2003年)。2009年に世界銀行は、将来の水力開発の推進力として、多目的インフラストラクチャの重要性を強調した(世界銀行, 2009年)。

図2：水力発電電力量 1965-2011年



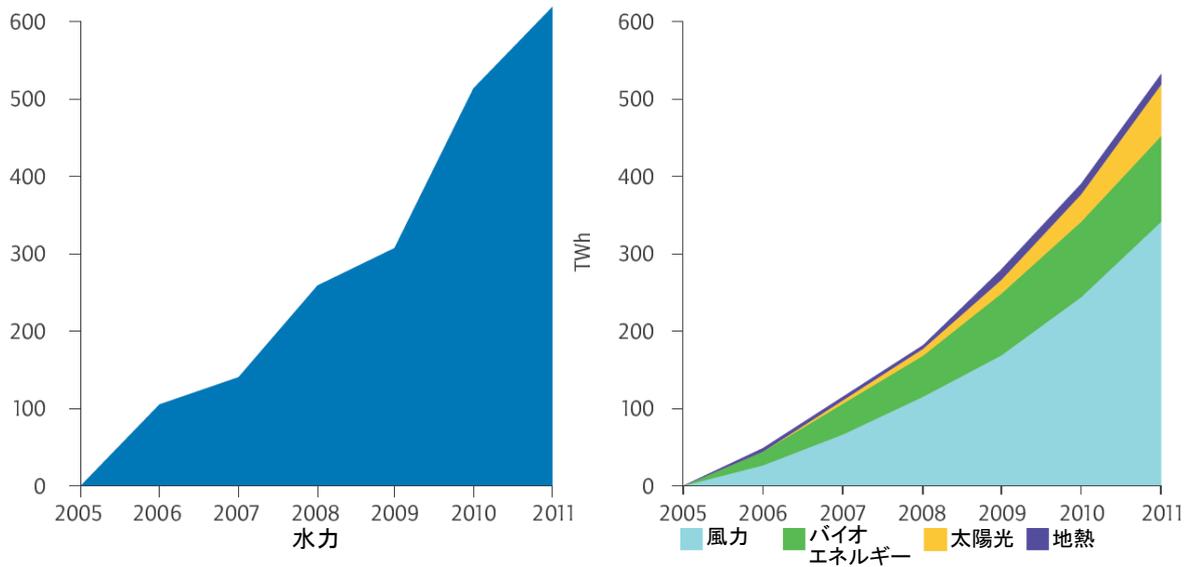
出典: BP 2012年および IEA 分析

水力の発電容量は増加し、2010年の終わりには世界で1,000 GWに達した。その増加率は年約2.5%であり、特に風力発電と太陽光発電の増加率に比べると小さく見えるが、これは既設発電所の大きな容量によるためである。至近10年間では、水力の発電電力量の増加は、他のすべての再生可能エネルギーのそれと同じペースを保ってきている(図3)。

水力発電の多様性

水力発電所は、発電所の規模と形式、発電機器の規模と形式、発電所の落差、発電所の効用(発電、貯水あるいは多目的)とそれらの規模、と非常に多様である。それらは立地条件に応じて特有のものであり、地域の状況に合わせて造られている。このロードマップは、水力発電所(HPP)を主に機能上3つに分類する。すなわち、流れ込み式発電所(RoR)、貯水池(貯水)式発電所、揚水発電所(PSP)である。流れ込み式と貯水池式は、カスケード式河川系において組み合わせることが可能で、揚水発電は1つまたは複数の貯水池式の貯水を活用することができる。

図 3：水力とその他の再生可能エネルギーにおける最近の増加発電電力量



出典: IEA, 2012b

流れ込み式

流れ込み式水力発電所は、発電のために主に河川の流れのエネルギーを利用する。これらの発電所は短期的な貯水、つまり「調整池」を持つことがある。それにより、負荷需要変化に数時間ごと、または日ごとで柔軟に対応することができる。しかし、発電量の増減はほとんどの場合、自然の河川の流れの状態、またはいずれかの上流の貯水池式発電所からの放流に左右される。上流にそのような貯水池式発電所がない場合、発電量は降雨量と河川流量に依存し、通常は、日ごと、月ごと、季節ごと、年ごとに相当量の変動がある。

貯水池式

貯水池に水を貯めることにより、需要に応じて発電する調整能力を有し、流入水の変動性への依存を減らすことができる。非常に大きい貯水池は、何か月も、あるいは何年も平均的な流量を保持することができるし、洪水防止や灌漑利用もできる。一般的に、ほとんどの貯水池式発電所は多目的とされる。水力発電所の設計とこれらのサービスの提供は、その地方の自然環境や社会的要請、およびそのプロジェクト地域特有の条件に大きく依存する。ほとんどの貯水池は、ダムを建設し自然の川の流れを制御することで人工的に造られる。地域の条件が許せば、自然の湖も貯水池としての機能を果たすことができる。

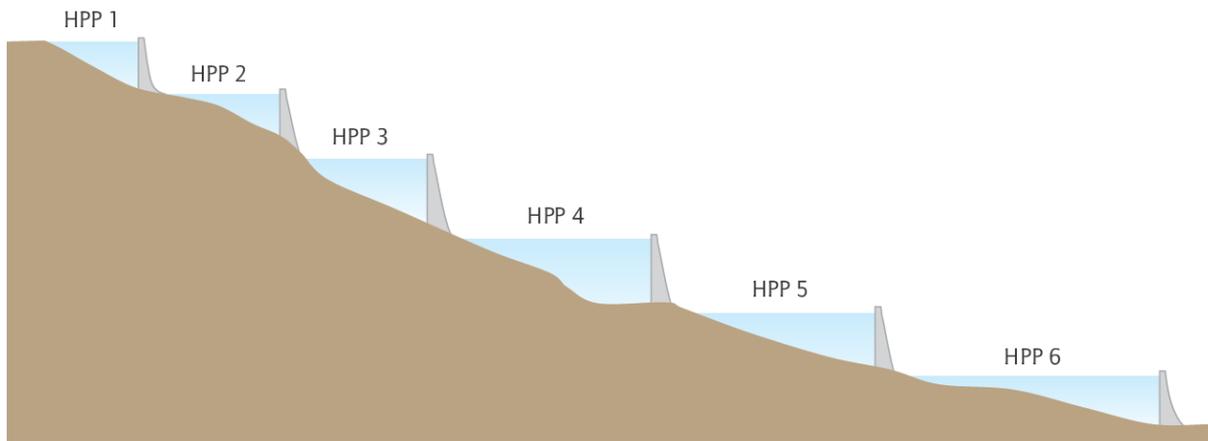
貯水池式発電所は、その規模、発電容量、発電電力量によって特徴付けられる。発電電力量に比べて発電容量が小さい場合、そして貯水池の規模がそれを許容すれば、水力発電所は、ベースロードとして 24 時間、四季を通じて運転されることになるだろう。逆に、大きな発電容量を有する水車は短時間でその能力を使い果たすことになり、この場合ピーク需要時間帯に運転されるだろう。

カスケード式

流れ込み式発電所のエネルギー出力は、カスケード式水力発電の場合、上流の貯水池式発電所によって制御される（図 4）。上流の大規模貯水池は、一般的に下流の流れ込み式、または小規模貯水池式発電所への流量を調節する。これは下流発電所の毎年のエネルギー能力を増加することに適しており、上流貯水池の貯水機能の価値を高める。

たとえば、フランスのデュランス川では、15 基のカスケード式水力発電所が、年間 7 TWh を発電し 10 分以内に 2 GW の電力を系統に追加する能力がある。ノルウェーなどいくつかの国では、個々の水力発電所を別々の会社が所有しているところがあり、全出力を最適化するために、カスケード式水力発電所を「規制機関会議」で組織化している。

図 4：カスケード式水力発電所



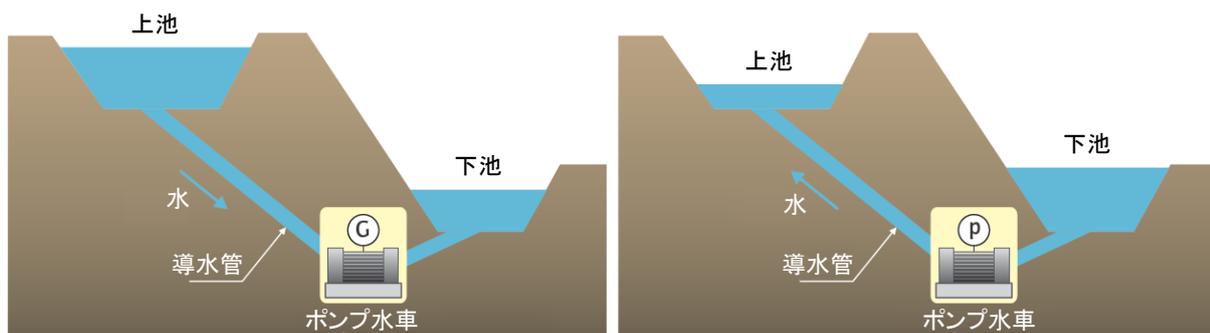
出典: CEPEL

揚水発電

揚水発電所またはプロジェクト（PSPs）では、電力供給が需要を上回るとき、または低コストで発電できるときに、貯留水は下部貯水池（下池）から上部貯水池（上池）へ汲み上げられる。需要が瞬時の発電量を上回り、電気料金が低いときには、貯留水は上池から水車を通して下池へ放流され発電を行う（図 5）。貯水池式水力発電と揚水発電

の両方とも、需要に応じて発電するためにエネルギーを高架水として貯蔵する。違いは、揚水発電が系統からエネルギーを得て水を汲み上げ、その後でそのほとんどのエネルギーを再び系統へ戻すことである（上げ下ろしの効率は 70% から 85% である）。そのため、揚水発電は正味では電力を消費するが、効率的な電力貯蔵といえる。現在、系統上の電力貯蔵の 99% を揚水発電が占めている（EPRI, 2010 年）。

図 5：揚水発電所



出典: Inage, 2009 年

ほとんどの揚水発電所は、既存の水力発電システムに、上池または下池を追加して開発した「開ループ」システムである。それは通常「オフストリーム」である。オフストリームでは、河川、または他の水源の中にある下池と、流れの外に位置する通常高い位置にある貯水池で構成される（廃坑や地下洞窟のように、低い位置にオフストリーム貯水池を設けることも可能である）。もう一つの形式は、「ポンプバック」プロジェクトであり、2つの貯水池を直接つないで使用する。従来型の揚水サイクルを持つ水力プロジェクトは、通常の発電運転に供与される。低需要時に下流の貯水池から揚水することにより、高需要時に発電に使用する貯留水を補給する。最後の形式である「閉ループ」システムは、既存の流水系から完全に独立しているものであり、両貯水池ともにオフストリームである。

IEA の分析によると、世界の揚水発電プロジェクトの設置済み機器容量は、2011 年の終わりに 140 GW に近づき、2005 年の 98 GW から増加している。主要な国や地域は、EU (45 GW)、日本 (30 GW)、中国 (24 GW)、アメリカ (20 GW) などである。揚水発電所は、一般の水力発電所と同様に、発電容量だけでは特徴付けられない。スペインでは、上池が空で下池が満水の状態から始まり、上池が満水になるか下池が空になった状態で終わる「理想的な」汲み上げサイクルで、17 箇所の揚水発電所により 1.5 TWh の電力貯蔵が可能になった。その一方、アルプスの国々では、スイスで 16 箇所の揚水発電所で 369 GWh しか貯蔵せず、フランスで 9 箇所の揚水発電所で 184 GWh、オーストリアで 15 基の揚水発電所で 125 GWh を貯蔵している (EURELECTRIC, 2011 年)。

揚水発電所の年間の発電能力は、それらが行うサイクルの数にも依存する。需要と発電の両方から変動が生じるとき (通常は変動性を持つ再生可能エネルギーの普及が増えた結果として)、サイクルは加速する。すなわち、揚水発電では、1 日に数回ポンプモードと水車モードの切り替えを行うことになるかもしれない。そのため、最終的には貯蔵され系統に戻される年間のエネルギーは増加する。

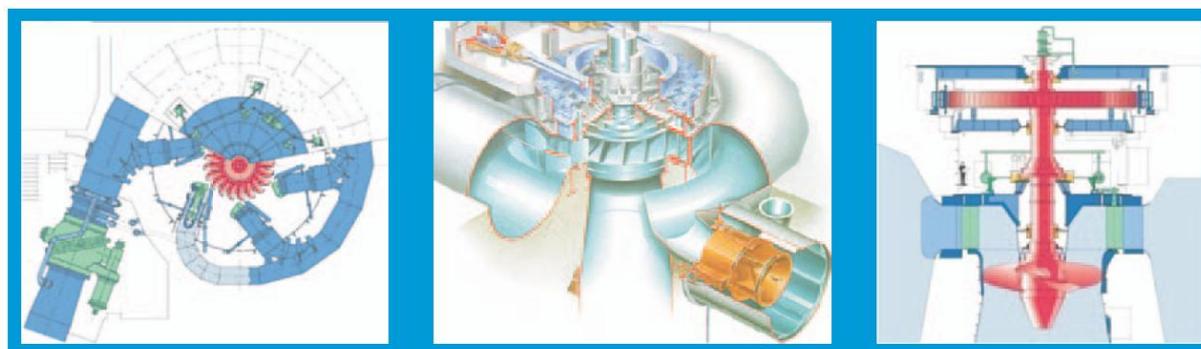
落差または発電所の規模による分類

落差による分類では、上下流の水位差を参照する。「高落差」(約 300 m 超) と「低落差」(約 30 m 未満) の技術の分類は、国によって大きく異なり、一般的に認められた基準はない。落差は水車の水圧を決定づける。同時に、落差と流量は、使用する水車形式を決めるために最も重要なパラメーターである。

高落差かつ小流量の場合は、ペルトン水車が使用される。ペルトン水車では、流水がノズルを通過しホイールの周辺に並べられたスプーン型のバケットに当たる (図 6 左)。効率が落ちる派生品がクロスフロー水車である。これらは衝動水車で、流水の運動エネルギーによってのみ稼働する。

フランシス水車は、最も一般的な形式であり、広範囲の落差 (20 m から 700 m)、小流量からかなりの大流量、幅広い定格容量、優れた水車効率に適應する。ガイドベーンが、流水を水車ランナに対して接線方向に向ける。流水はランナに入り中央部で外に出る (図 6 中央)。ガイドベーンは、落差と流れの状態の変化に対して、出力と効率を最適化するために調節可能である。

図 6 : ペルトン水車、フランシス水車、カプラン水車



出典: Voith Siemens 社; Andritz 社

低落差大流量の場合は、調節可能な翼を持つプロペラタイプの水車であるカプラン水車が優位を占める（図 6 右）。カプラン水車とフランシス水車は、他のプロペラタイプの水車と同様に、流水の運動エネルギーと水車の出入口での圧力差をとらえる。

設備容量（メガワット, MW）による分類は、「小水力」と「大水力」の概念につながっている。しかし、規模による分類について世界的な合意はない。様々な国々やグループが、小水力を別々に定義している（スウェーデンの 1.5 MW 未満から中国の 50 MW 未満まで）。そのため、小規模水力は非常に広範囲に及ぶ（表 3）。

この範囲が広いことは、国々の地域エネルギーと資源管理の必要性に関連している。「ミニ水力」や「マイクロ水力」や「ピコ水力」のような用語を使う国もある。ただし、やはり広く認められた定義はない。実際に、水力発電の設備容量は、最も小さい個別設備の数ワット（W）から、最も大きいものは数十ギガワット（GW）、または数十億ワットまで幅広い。10 MW 未満の水力発電所は、世界の水力発電所の約 10% を占めると推測される。ほとんどの小規模水力発電所は流れ込み式であると考えられる一方で、非常に大規模な流れ込み式発電所もある。

表 3：さまざまな国における小規模水力発電の定義

国名	小規模水力発電の容量による定義 (MW)	出典
ブラジル	< 30	ブラジル政府法律 9648、1998 年 5 月 27 日
カナダ	< 50	カナダ天然資源省、2009 年
中国	< 50	Jinghe (2005 年)、Wang (2010 年)
EU	< 20	指令 2004/101/EC（「リンク指令」）
インド	< 25	新・再生可能エネルギー省、2010 年
ノルウェー	< 10	ノルウェー石油エネルギー省、2008 年
スウェーデン	< 1.5	ヨーロッパ小水力発電協会
アメリカ	5 - 100	米国水力発電協会

エネルギーサービス

貯水池式発電所および揚水発電所は、電力システムに対して次のような種類のエネルギーサービスを提供することができる：

- **急速起動・停止能力を備えたバックアップおよび予備電力。** 水力発電所は、いつでも数分間で負荷（又は停止）状態に入ることができる（二次制御）が、最も応答性に優れる燃焼タービンは 30 分、蒸気タービンは数時間を要する。
- **瞬動予備力。** 水力は、瞬動予備力、すなわち最大出力未満で運転している際に、システムで生じた予想外の負荷変動に対して（一次制御）数秒で利用可能な追加の電力、を供給することができる。

- **ブラックスタート（自力起動）能力。** ブラックスタートは、外部の電力システムに依存することなく発電所を運転再開するプロセスである。水力発電所は通常、完全停電時に全電力システムを回復するための自力起動源として設計されている。大型の化石燃料発電所がブラックスタートを行うには、縦続する小容量設備を必要とすることから、これらの発電所への過剰な投資を回避することができる。
- **制御および周波数応答。** 水力発電は、有効電力の継続的調節によって電力周波数を維持する効果があり、その時々々の所要電力の変動に適合させることができる。また、ランプ速度が速く、通常はランプ範囲が非常に大きいことから、急激な負荷変動に非常に効率的に追従することができる。

ボックス 1：水力が風力発電を支援：デンマークとノルウェーの系統接続

デンマークは、風力発電が全発電量に占める割合が最も高い（24%）国である。デンマークは土地が平坦で、水力や揚水発電を利用できない。しかし、スウェーデンやノルウェーと近く、この2か国は水力発電のポテンシャルがかなり高い。数十年にわたって、これらの国々とドイツ、オランダ、ポーランドの間に高圧直流送電（HVDC）接続ケーブルが敷設されてきた（図7）。

デンマークとノルウェーの間に敷設されたSkagerrak1～3（全長240 km、海底ケーブル127 kmを含む）は、総容量が1,050 MWである。

こうしたケーブルの敷設は、ノルウェーで、非常な渇水年のみ必要となる火力発電所建設を避けると同時に、デンマークのピーク供給力を増大することを目的として、1970年代に開始された。現在、新たなケーブルであるSkagerrak 4は、「より多くの風力発電をデンマークの電力系統に組み込み、電力市場の効率と競争力を強化するために必要」であると捉えられている（Energinet, 2012）。この新ケーブルは、2014年までに約700 MWの送電容量を追加すると予想される。

図7：スカンジナビアー北ヨーロッパ相互接続



この地図は、いかなる地域に対する地位あるいは主権、国境の画定、いかなる領域、都市、地域の名称を侵すものではない。

- **無効電力補償および電圧維持。**水力発電は無効電力を制御し、電源から需要地までの電力潮流を確実なものにすることができる。さらに、同期または静止補償による無効電力の投入、あるいは吸収を通じて、電圧を維持する能力も有する。

流れ込み式発電所は、貯水池式発電所の下流でない場合、電力バックアップや貯蔵を行わないが、それにもかかわらず、少なくとも部分的に、本書に記載の別のアンシラリーサービスを提供することができる。出力変動を伴う（ただし合理的に予測できる）、制御不可能な再生可能エネルギーとして、流れ込み式は通常、電力システムのベース負荷の一部とみなされるが、貯水池式は、ピーク、ショルダーおよびベース負荷に対してかなり大きな役割を果たす。揚水発電所は主にピーク負荷発電として使用される。

水力の補完的役割

水力発電所、特に貯水池式発電所は、その柔軟性とアンシラリーサービスへの多数の貢献により、他の再生可能エネルギーの出力変動のバランスを上手くとることができる（ボックス 1）。最近の研究で、こうした補完的要素が徹底的に検討された。

IEA Wind (2011) は、風力発電の統合による系統バランスへの影響は、単独でなく（すなわち、均一な出力を発生するために1つの風力発電所を1つの水力発電所によって均衡させるのではなく）、その負荷および電源のすべてを合わせたシステム全体として対処することが必要であることを明らかにしている。風力施設と水力施設の相対的能力によっては、風力発電の統合は、バランス、予備力またはエネルギー貯蔵を提供するために、水力発電設備の運用方法を変更する必要がある場合がある。この変更は、運転、維持管理、収入、貯水、および水力発電設備がその主目的を達成するための能力に影響する可能性がある。他方、風力発電の統合は、水力システムに新たな経済的機会を生む可能性がある。

水力システムへ発電以外の制約を課すこと、例えば、灌漑用の水供給、環境規制（例えば魚道）、レクリエーション、洪水制御は、水力の出力変動を伴う再生可能エネルギーとの統合能力を低下させる。流量の変動性への制限は、現在一部地域で行われているが、特に下流側放水口水位の変動に影響する可能性があることから、きわめて重要な制約である。

水力発電展開のビジョン

この節では、最初に水力の技術的ポテンシャルを検討し、続いて短期的な展開の見通し、さらにIEAモデリングに基づく2050年までの展開の見通しについて述べる。その後、世界のほとんどの地域について詳細に見ていく。広範な再生可能エネルギーの普及について詳述した後、揚水発電の詳細とその展開の見通しについて検討する。最後に、水力発電の展開が2050年までのCO₂排出削減に与える効果を評価する。

技術的ポテンシャル

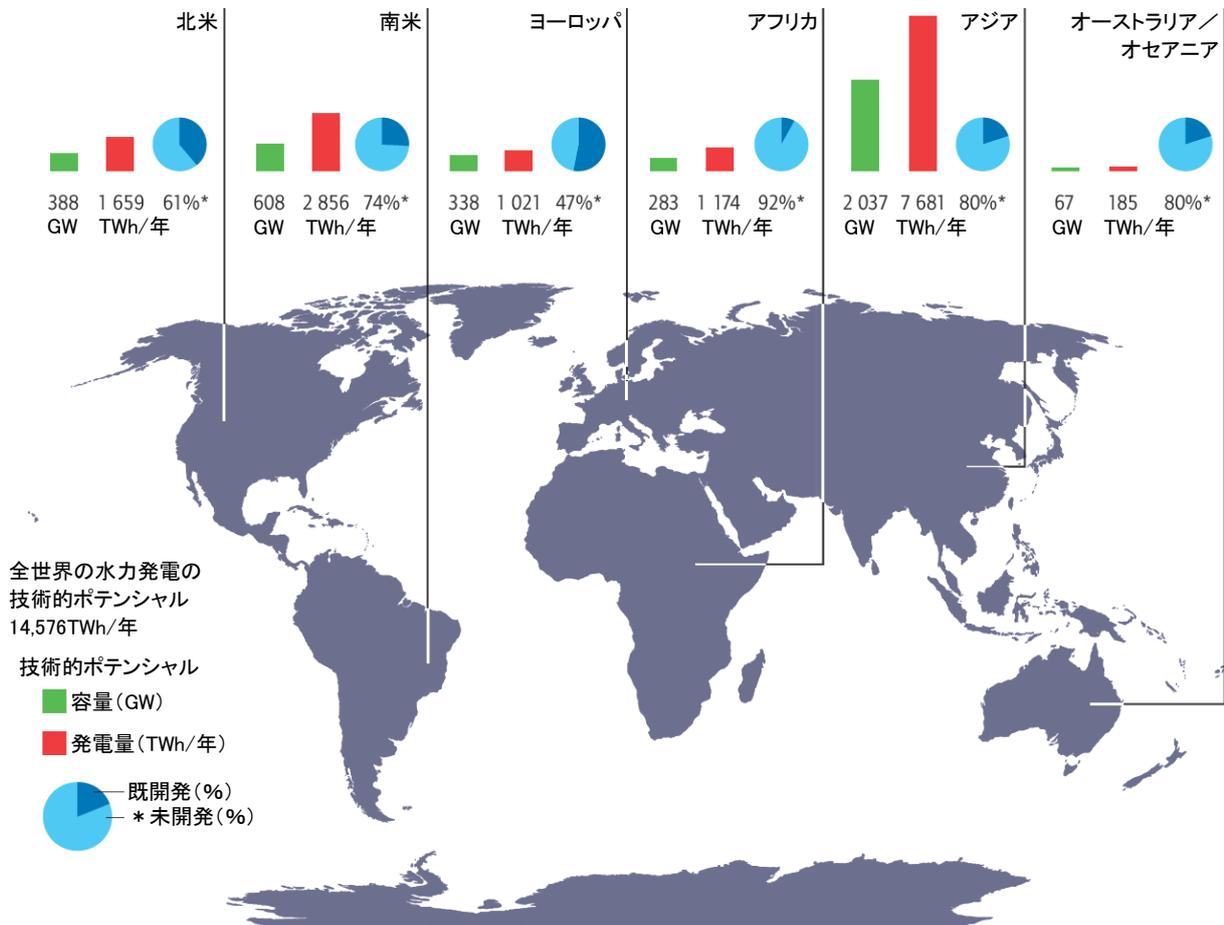
水力発電の技術的ポテンシャルは、通常、約15,000 TWh/年と推定されており、これは降雨流出量の年間合計から得られる理論的ポテンシャルの約35%である（例えば、IJHD, 2010）。この技術的ポテンシャルは、年間の稼働時間を4,000時間とすれば、全世界で3,750 GWの発電容量に匹敵する。

未開発の技術的ポテンシャルの比率はアフリカ（92%）が最も高く、その後にアジア（80%）、オーストラリア/オセアニア（80%）、南米（74%）が続く（図8）。世界で最も工業化が進んだ地域でも、未開発のポテンシャルは高く、北米で61%、ヨーロッパで47%である。

短期的展開

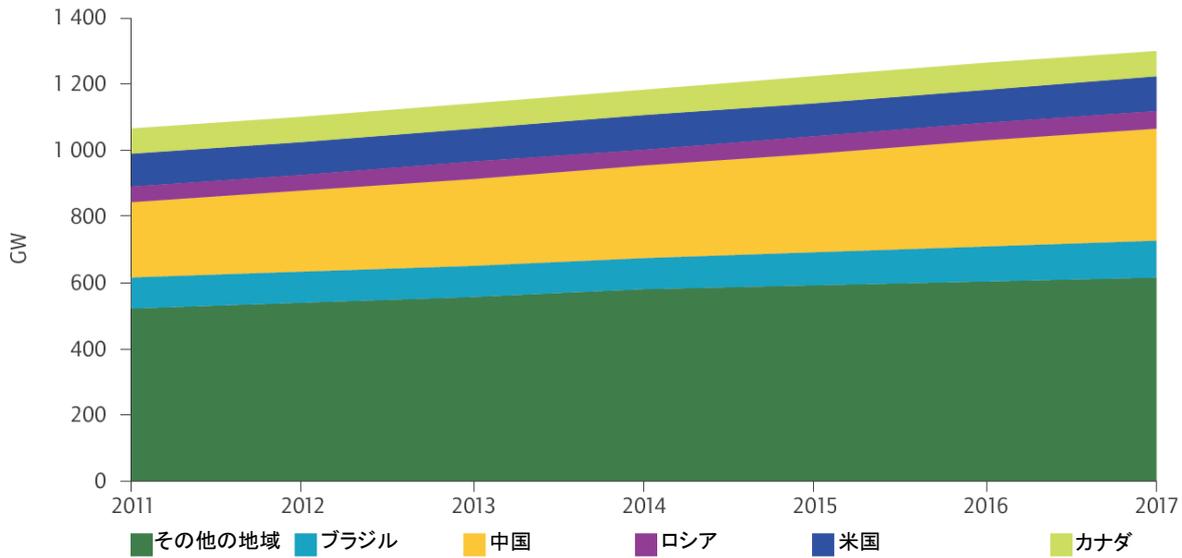
世界の水力発電設備容量は、近年、毎年24.2 GWの割合で増大しており、2011年末に1,067 GWに達した（揚水発電所を含む）。全容量は2017年に1,300 GWに達すると予測される（IEA, 2012b）（図9）。水力開発の準備期間が長いことを考えると、上記の値は、事実上確実に建設が実施される設備容量を示している。

図8：水力発電の地域別の技術的ポテンシャルと未開発の技術的ポテンシャルの比率(2009年)



出典：IPCC, 2011 (IJHD, 2010 に基づく)

図 9 : 水力発電の設備容量(GW)の中期的予測



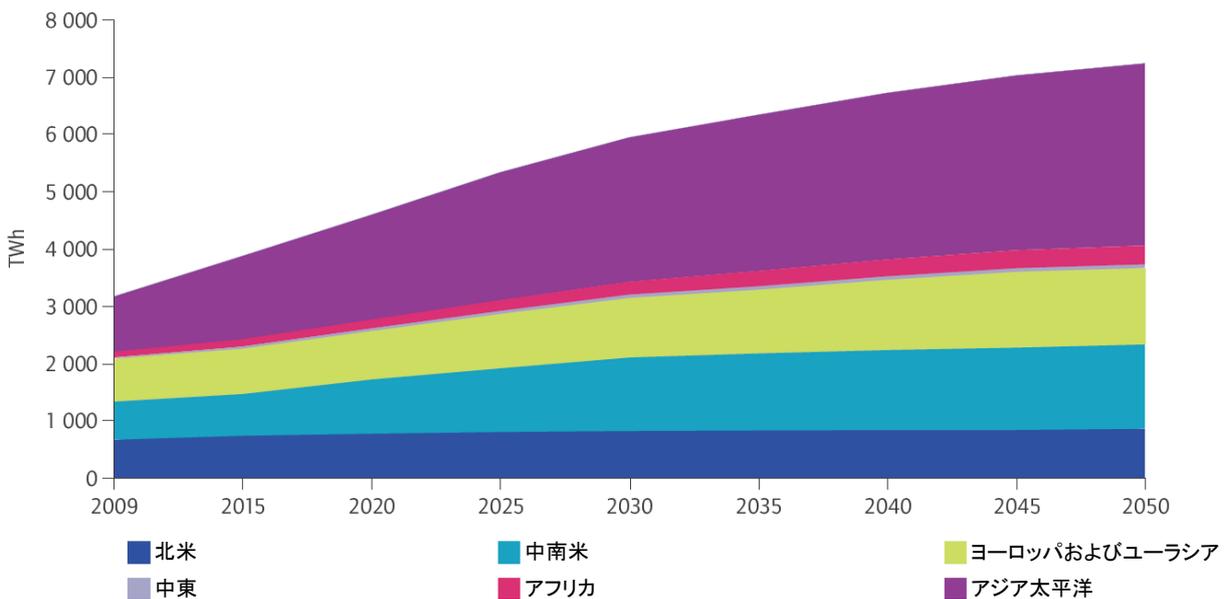
出典 : IEA, 2012b

長期的展開

本ロードマップにおける水力発電の長期的展開のビジョンは、IEA の「エネルギー技術展望 2012」(ETP 2012) の 2°C シナリオ (ETP 2DS) に基づいている。これは、全エネルギー部門にわたるエネルギー技術が、年間 CO₂ 排出量を 2009 年比で

半減するという目標を、いかにして集団的に達成できるかを記載している (IEA, 2012c)。天然資源の利用可能性などの制約を考慮して、エネルギー需要に適合するエネルギー技術および燃料の最小コスト構成を明らかにするため、ETP モデルは、コスト最適化の手法を用いている。

図 10 : 水力ロードマップのビジョンにおける 2050 年までの水力発電電力量(TWh)

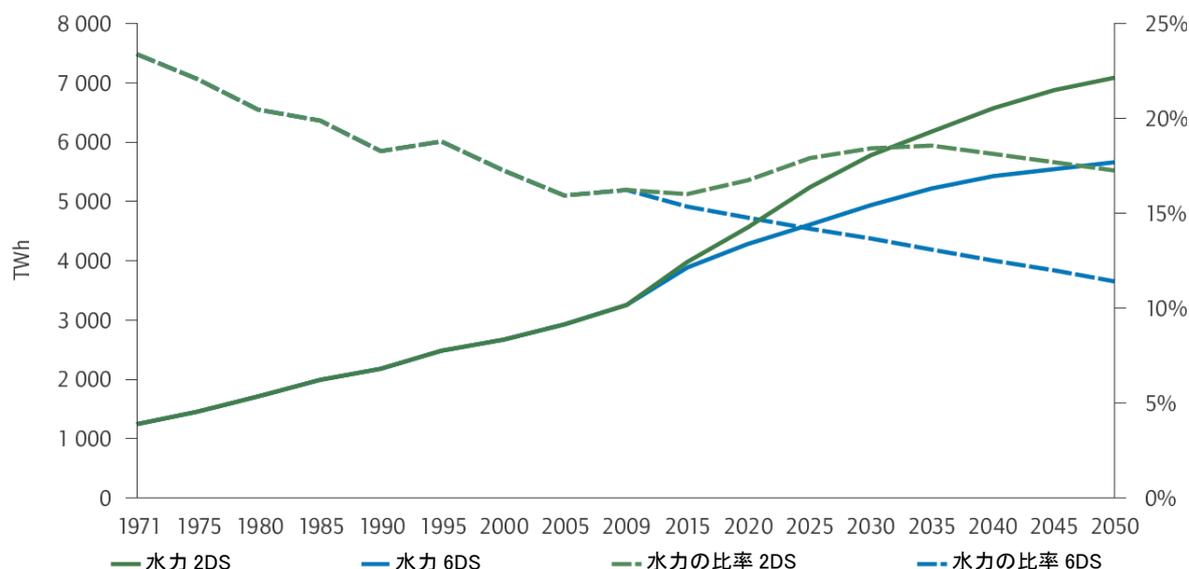


出典 : IEA, 2012c および MME データ

2DS は世界の水力発電設備容量が、2050 年までに現在のほぼ 2 倍の 1,947 GW になると予測している (IEA, 2012c)。発電電力量は、現在の 2 倍の約 7,100 TWh と予測される。水力発電が全発電電力量に占める割合はほぼ一定と予想される。水力発電の伸びは、主に新興経済国に集中している (図 10)。本ロードマップでは、ブラジルの数値は、同国の予想値に合わせている。

6°C シナリオ (6DS) のベースラインでは、絶対値が 5,700 TWh 超まで増大しているにもかかわらず、全発電量に占める比率は過去からの長期的傾向に従って低下し続ける。一方 2DS では、水力エネルギーがさらに急激に増加し、エネルギー効率の向上によって総発電量の成長速度が鈍化することから、比率は 2035 年以降に再び低下するまで上昇すると予想されている (図 11)。

図 11 : ETP 6DS および 2DS における水力発電電力量の推移と予想(TWh)および全発電電力量に占める比率



出典 : IEA, 2012c および IEA 分析

「IPCC 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 (SRREN)」(IPCC, 2011) は、水力発電に関するシナリオを検討し、水力発電の展開は 2050 年には、9,770 TWh にも達する可能性がある」と判断している。これは、評価した 164 のシナリオに基づく最も高い予想値であり、最も野心的な排出削減目標を適用している。安定化シナリオにおける水力発電の平均的貢献は約 5,300 TWh で、75 パーセントイルでは 6,400 TWh に増大する。水力発電産業は、水力発電市場のポテンシャルが 2050 年に 8,700 TWh/年を超えると予想している (IJHD, 2010)。

地域各論

アフリカ

アフリカ大陸は、未開発の水力ポテンシャルの比率が最も高く、現在開発されているのはわずか 8% である。このポテンシャルの大部分は、アフリカの多くの地方や国境河川地域に位置しており、コンゴ川、ナイル川、ニジェール川、ザンベジ川などが含まれる。

アフリカでの開発にとって大きな障害の 1 つは、地域の不安定さであり、特に広範囲な国境を超える電力輸送を必要とする大規模プロジェクトでは問題となる。おそらく世界最大の水力開発であるコンゴ川のグランド・インガは、計画の出だしで何度も失敗を経験してきた。発送電のために必要なインフラは膨大であり、同大陸の大部分に影響すると予想される。

このプロジェクトや他の大型プロジェクトに対する規制上の問題には、国家による独占が行き渡っていること、水政策と電力政策の統一性の欠如、送電網へのアクセスなどがある。

大型プロジェクトと対照的に、多数の小規模プロジェクトは現在問題なく進められている。独立系発電事業者（IPP）が一部の国でその数を増やしつつあることもあり、アフリカにおける資源開発の動きが大きな推進要因となっている。多数の資源会社が独自の水力を開発し、採掘作業における化石燃料への依存を低減したいと考えている。

大型プロジェクト開発は、近い将来もアフリカの課題として残ると予想されるが、小規模の水力プロジェクトは資金拠出が容易であり、社会的影響が小さく、プロジェクト開発サイクルが短い。地域的な送配電網の強化と維持管理への投資増大と共に、これらの新たな取り組みは、大陸の短中期的なエネルギー不足に大きな影響を及ぼす可能性が高い。

本ロードマップは、アフリカにおける水力の総発電容量は、2050年までに88 GW、発電電力量は350 TWhに達すると予測している。

中南米

中南米における水力開発は著しく、特に1970年代以降、設備容量は150 GWに達している。同地域の電力の約1/2は水力によるものである。これは同地域のエネルギーミックスが、特に発電に関して、世界で最もクリーンである（一次エネルギー供給の26%が再生可能資源による）ことに大きく貢献している。利用可能であるが未開発の水力ポテンシャルは約540 GWで、同地域のほぼすべての国に分布している（添付資料参照）。

水力プロジェクトは、同地域の多数の国の拡張計画で主要な部分を担っている。これは、経済、環境および技術的要因に加え、最も重要なことに、水力プロジェクトが国の先進エネルギー計画に基づくことによる。一般的に水力開発の条件は、ラテンアメリカとカリブ諸国で望ましい状況にある。多数の国がこの分野の法律を制定し、影響を受ける地域との交渉と協議のガイドラインも設けている。

歴史的に、ブラジルでは、大きなポテンシャルと有利な経済性から、主に水力を基本として発電システムを開発してきた。現在の水力発電システムは、数年にわたる調節が可能な大きな貯水池が、複数の河川流域に分布している複雑なカスケードを構成している。水文学的相乗作用を利用するために、相互接続した送電システムが開発され、補助的な火力発電システムが不利な水文学的条件を緩和する。2010年には、発電設備容量103 GWの

うち78%を水力が占めた（MME/EPE 2011）。ブラジルのエネルギー10ヶ年計画2020（PDE 2020）は、水力の発電容量が約115 GWに増大すると予測している。発電電力量に対する水力の寄与は80.2%から73%に低下するが、風力とサトウキビの搾りかすを使用するコジェネレーションが普及する結果、再生可能エネルギー源のシェアはほぼ一定を保つと予想される。

南米では他に、以下の国々が水力を積極的に開発している：

- チリ：2021年までに、約10地点の水力発電プロジェクトが計画されており、設備容量は1,917 MW増大すると予想される。さらに、2021年以降に、1,600 MWを供給するアイセン水力発電複合施設が系統に組み込まれるとみられる。
- コロンビア：2011～2025年の拡張計画は、設備容量を7,914 MW増加することを目指しており、そのうち6,088 MWは水力発電プロジェクトによるものとなる予定である（出力3,000 MWのイツァンゴ発電所を含む）。
- コスタリカ：同国は2021年にカーボンニュートラルとすることを約束しており、水力開発はこの目標達成に不可欠である。設備容量は2021年までに1,613 MW増加する予定で、そのうち1,471 MWは水力、残りは風力エネルギーによって得る予定である。
- エクアドル：政府は、2032年までに全発電設備容量に4,820 MWを追加する計画で、そのうち2,590 MW（54%）は水力発電となる予定である。1,500 MWを供給するココッド・シンクレイア水力発電プロジェクトは、2016年に発電を開始する予定である。
- ペルー：1,153 MWの水力発電所の設置で水力の発電容量が大幅に増加し、総発電容量の3,163 MW増が予想される。

複数の国で共有する水資源利用において、南米およびカリブ諸国は関連した経験を有しており、地域エネルギー統合の良い例となっている。ラプラタ川流域の主要プロジェクトは、二つの主要河川（パラナ川とウルグアイ川）を利用する。二国間協力水力発電プロジェクトは、参加国にエネルギー面での利益を供与するだけでなく、発電所付近の影響を受ける地域の開発推進要因ともなる。結果として生まれたプログラムは、地域社会に社会支援スキームを提供し、種と環境の保護、旅行者のレクリエーションと生産活動の発展を可能なものとしている。ブラジルとパラグアイの合弁事業であるイタイプ・バイナショナル(公称容量 14 GW) は、カルチベータィング・グッド・ウォーター

(Cultivating Good Water) と呼ばれるプログラムの下、天然資源保全、水質・水量保全、人々の生活の質に焦点を合わせた社会環境的計画を支援している。また、このプログラムには、多数のクリーン技術(例えば、バイオガス、燃料電池、電気自動車)の R&D リファレンスセンターとなりつつあるテクノパークと、ラテンアメリカ総合大学

(UNILA) を通じた教育計画を含む。今後の開発としては、アルゼンチンとブラジルの間にあるウルグアイ川で出力 2,200 MW のガラビーパナンビプロジェクトが実施され、2020 年に二つの水力発電所が運転開始する予定である。同じラプラタ川流域では、コーパス・クリスティプロジェクト(設計容量 2,900 MW) が、アルゼンチンとパラグアイの共同プロジェクトとして実施される予定である。

本ロードマップは、2DS に基づき、中南米の総発電容量は 2050 年までに 240 GW で、そのうちブラジルだけで 130 GW と予測する。水力の発電電力量は 1,190 TWh に達し、これも 1/2 以上がブラジルによるものと予想される。

ブラジルの 2030~2050 年の公式予測は、2DS よりもかなり高く、2030 年については 164 GW および 827 TWh、2050 年については 180 GW および 905 TWh である。これは、経済成長と電力消費量について異なる仮定に基づいているためである

(MME/EPE, 2007, 2011)。

北米

米国エネルギー省 (US DOE) は、既存施設の増強と最適化、現在発電していないダムでの発電、小型水力発電所の開発を通じて、水力の発電容量を倍増することを目指している。連邦水力発電施設からの発電の増大と環境影響の低減を焦点とした水力に関する覚書 (MoU) が、2010 年 3 月に米国エネルギー省、内務省、陸軍工兵司令部の間で締結された。

米国の一部の地域では、出力変動を伴う再生可能エネルギーの比率が、主に風力および太陽光発電の増加によって 30% 以上増大している。積極的なクリーンエネルギー普及シナリオ(米国エネルギー省の「Sunshot」の太陽光比率の 15%~18% 目標、「2030 年までに風力 20%」目標など)の下、揚水発電所の設置、および既存の貯水池式発電所の近代化は、増えつつある出力変動を伴う再生可能エネルギーの統合にとって極めて重要になると考えられる。

米国は、ゼロカーボンのクリーンエネルギーを水力から得ることを目指す、戦略的ビジョンを策定することに加え、気候変動が連邦の水力発電施設からの電力量に与える潜在的影響の評価を進めている。その Climate Change Assessment Report (気候変動評価報告書) は、5 年ごとに見直され、気候変動の水文学的影響と、その結果生じる米国の水力発電能力への影響を推測している。

カナダはすでに、その電力の約 60% を水力により発電している。同国は現在、40 TWh/年を米国に輸出しており、これは米国の電力供給量の約 1% にあたる。カナダは新規水力開発の重要時期に入りつつある。カナダ水力協会の研究によると、未開発の水力ポテンシャルが 163 GW 残っていると推定され、これは現在の容量である約 74 GW の 2 倍以上である。このポテンシャルは国内に様に分布している。現時点で、14.5 GW の新規水力施設が建設中または計画が進んだ段階にあり、今後 10~15 年の間に運転を開始すると予想される。

本ロードマップは、北米の水力の総発電容量は 2050 年までに 215 GW、発電電力量は 830 TWh に達すると予想している。

アジア

中国では新規水力開発が目覚ましく展開しつつある。水力の発電電力量は 2005 年の 400 TWh 未満から、2011 年までの推定量 735 TWh へと飛躍的に増大し、2017 年までにほぼ 1,100 TWh に達すると予想される。中国の水力の発電電力量は、2035 年までに 1,500 TWh を超える可能性が高い (IEA, 2012c)。今後 20~30 年間、水力は中国のエネルギーミックスにおいて、石炭に次ぐ 2 番目の位置を保つと予想される。揚水発電も、2015 年までに 30 GW、2020 年までに 70 GW を目標として、中国で急速に発展しつつある (Gao, 2012)。

電力の追及は1つの要因であるが、それだけが推進要因ではない：中国では、洪水制御と舟運は同じくらい重要である。5つの国営企業が発電設備への投資の大部分を担っている。この5社は通常、1つの河川流域にあるすべてのダムを担当することから、資源を協調的に管理することができる。

インドでは、中央電力庁が河川流域別の水力マップを作成し、399の水力開発計画148.7GW、および今後開発される可能性のある56の揚水プロジェクト94GWについて、水力ポテンシャルを有する地点の魅力度順位付けをした(CEA, 2001)。2003年5月に政府は、162のプロジェクトからなる

「50,000 MW水力発電計画」を開始した。プロジェクトのうち41は貯水池式であり、121は流れ込み式であった。それらの開発は、環境承認の遅れ、森林伐採、インフラ(道路、動力および信頼できる通信システム)の不足、ならびに汚職、土地取得、利益分配、移住および再建に関する問題といった複数の制約に直面している。離れた場所にある水力プロジェクトを接続する送電システムの開発も課題である。州政府は、ダム開発への反対を克服するために、貯水池式よりも流れ込み式を選択しているが、それによってピーク電力および灌漑や飲料水についての安全保障といった、水力の持つ高い有用性を失う可能性がある。

資源に富む地域であるにもかかわらず、南アジアは依然として経済成長を抑制する電力不足の状況である。エネルギーに関する協力の余地はきわめて大きい。インドと国境を接する3か国は、国内需要を上回る豊富な水力ポテンシャルを有する：ネパール(84GWのポテンシャル)、ブータン(24GW)、ミャンマー(100GW)。インドは、需要と供給の差が大きく、いつでも電力を売れる状態である。本ロードマップは、アジアの水力の総発電容量が2050年までに852GWとなり、その1/2は中国、1/4はインドが占め、総発電電力量は2,930TWhに達すると予測している。

ヨーロッパ

現在、ヨーロッパ³では、技術的に開発可能な水力のポテンシャルのうち約1/2しか開発されていない。追加可能なポテンシャルは年660TWhで、そのうち276TWhはEU加盟国、200TWh超がトルコである(Eurelectric, 2011)。

すでに水力を大規模に開発している国では、環境規制および経済的配慮から、それ以上の拡大が制限される場合があり、また、すべての技術的ポテンシャルが開発されるわけではないと考えられる。

例えば、フランスではすでに水力によって平均67TWh/年を発電している。全体的な技術的ポテンシャルは95TWh/年と評価されているが、最も厳しい環境保護を十分に考慮すると、80TWhとなり、それでも現在より19%増である(Dambrine, 2006)。

EU加盟国は、2020年までに再生可能エネルギーの利用を20%にする共通目標を設定している。EUは、汚染の低減に重点を置いて、河川を出来るだけ本来の環境に戻すための「水枠組み指令」を導入した。この結果、特定の河川では、増加する補償流量(すなわち、水力発電所をバイパスする流水)により、水力の発電電力量の低下が生じると予想される。ヨーロッパにおける今後の水力開発で大きな障壁となるのは、EUエネルギー政策と様々なEU水管理政策との協調不足である。これは、規制面で大きな不確実性を生み、矛盾するEU法の国レベルでの実施にばらつきが大きいことで増幅される。再生可能エネルギー計画の実施を推進するため、多数のEU諸国がFITのような大規模な経済支援プログラムを導入している。こうしたプログラムには小規模水力プロジェクトを含むものはあるが、ほとんどが大規模水力プロジェクトを除外している。

こうした背景で、貯水池式水力発電所および揚水発電所は、出力変動を伴う再生可能エネルギーの拡大を促進する可能性がある。いくつかの国は、水力ポテンシャルが大きいノルウェーとの関係を強化または構築しつつある。例えば、ノルウェーのStatnettと英国のNational Gridは、共同でノルウェー・英国間にHVDCケーブルを敷設するプロジェクトを進めている。「北海洋上連系構想」は、エネルギー安全保障を提供し、競争を進展させ、洋上風力を連系することを目指している。これはノルウェーの水力発電から恩恵をうけると予想される。アルプス山脈やピレネー山脈の貯水池式およびカスケード水力発電所も、風力発電および太陽光発電の拡大の支援において、重要な役割を果たすと考えられる。

揚水発電所は、以前は夜間の揚水と昼間の発電に使用されていたが、現在は出力変動を伴う再生可能エネルギーが拡大したために、昼間および夜間のどちらでも頻繁に揚水と発電に使用されている。

³ 本節では、ヨーロッパにユーラシアとロシアを含まない。これらの地域の発電容量は2009年までに249GWである。

ヨーロッパは、オープンループ式またはポンプバック式のどちらにおいても、新規揚水発電所開発の最前線にある。例えば、ドイツは従来型水力がきわめて少ないが、すでに約7GWの揚水発電所を所有し、2020年までに2.5GWを追加する予定である。同じ期間に、フランスは現在の5GWに3GWを追加し、ポルトガルは1GWの容量を4倍にする予定である。イタリア、スペイン、ギリシャ、オーストリアおよびスイスも、新規揚水発電の開発を計画している。これらの国々の国家再生可能エネルギー計画によると、EU諸国は揚水発電容量を2005年の16GWから2020年までに35GWに増大する予定である。ただし、貯蔵量は国によって大きく異なる。スペインでは、揚水発電を使用して、再生可能エネルギーの低発電を数日間相殺することができる。英国では、貯蔵は需要への適合を向上するための数時間単位での発電シフトに限られる。

スペインのイエロ島やギリシャのイカリア島のようなヨーロッパの島々は、現在、風力と直接接続する初の揚水発電を導入している。大きな島々は、より熱心なようである。アイルランドでは、風の強い西海岸の近くに多数のU字形の氷河溪谷があり、この溪谷の近くでダムを含む「沖縄様式」⁴海水揚水発電を検討している。700MWのベース負荷、2.2GWのピーク負荷は、直接接続する18の100MW風力発電所により供給される。そこから全国系統に電力が送られるほか、英国とヨーロッパに輸出される。

本ロードマップは、ヨーロッパの水力の発電容量は2050年までに310GW、発電発電量は915TWhに達すると予測する。

ロシアおよびユーラシア

現在のロシアには47GWの水力発電設備があるが、10GW近くは40年を超える設備であり、7GWが建設中、12GW以上が計画である。ロシアの2020年までのエネルギー戦略からすると、エネルギーミックスでの水力発電の比率は、現在の約20%を保つ必要がある。

タジキスタンでは、現在5GWの水力発電所が運転中で、同国の電力の95%を供給しているが、そ

⁴ 世界初の海水揚水発電所実証プラントは、沖縄県の沖縄やんばる海水揚水発電所（30MW）である。

の40%はアルミニウム生産で消費される。確認されたポテンシャルはきわめて大きく、パンジ川だけで総容量18.7GWの14箇所の発電所が開発できる。キルギスタンもポテンシャルは非常に高く、そのうち約10%しかこれまでに開発されていない。大規模な開発には、より一層の地域協力の改善と国際社会からの支援が必要である。

本ロードマップは、ロシアおよびユーラシアの水力の発電容量は2050年までに145GW、水力発電電力量は510TWhに達し、その約75%はロシアにおけるものと予想する。

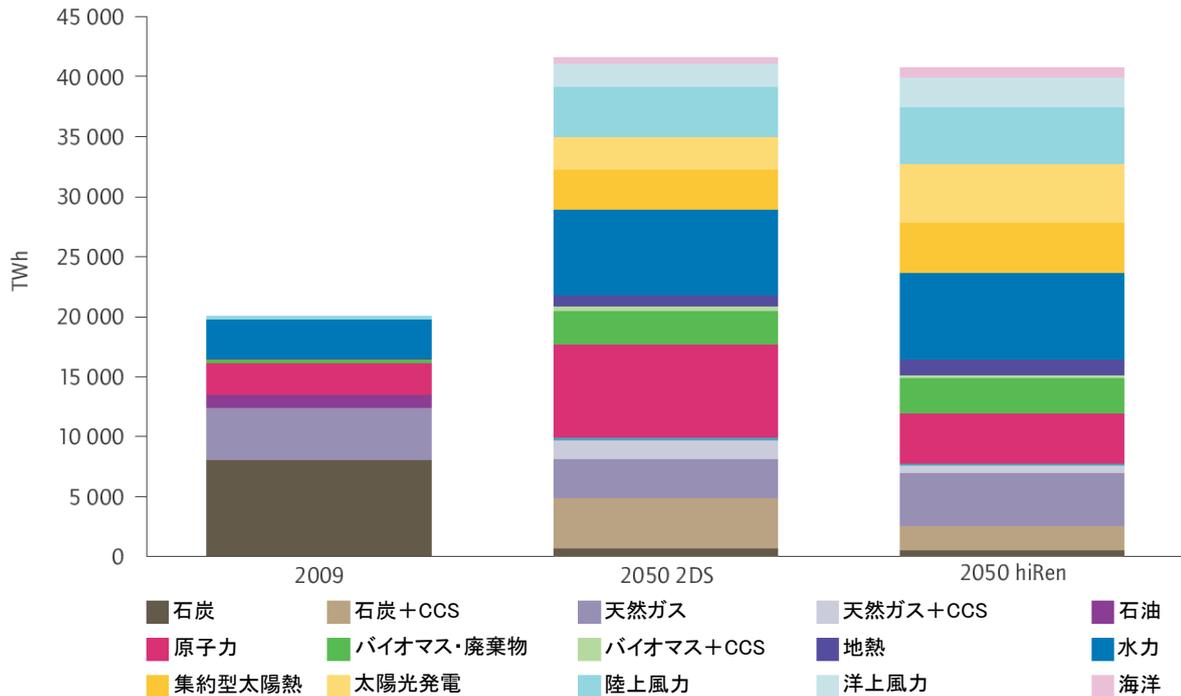
より広範な再生可能エネルギー普及の背景

上記の予測を、エネルギー技術展望（ETP 2012）の様々なシナリオのもとで、発電における燃料ミックスという、より一般的な予測と関連づけることは、クリーンな再生可能エネルギーの提供と、出力変動を伴う再生可能エネルギーの送電網への導入の実現という水力の2つの役割を明白にすることから興味深い。ETP 2012の2°Cシナリオ（2DS）は多様化に向かう傾向を強く示しており、再生可能エネルギー全体で、電力の57%を供給する。出力変動が最も大きい再生可能エネルギー（風力、太陽光発電（PV）および海洋エネルギー）が、最も多く増加し、全供給量の22%を占める。

ETP 2012は、2DSの派生シナリオも示している。特に再生可能エネルギーの普及に関連するものの一つは、2DS Hi-REN（high renewables）と呼ばれる。このシナリオにおいて、再生可能エネルギーの役割拡大が、原子力エネルギーの縮小および二酸化炭素回収貯留（CCS）技術の開発の遅れを補っている（図12）。出力変動を伴う再生可能エネルギー（太陽光発電および風力）の比率は、22%から30%に増え、水力の柔軟性と貯蔵能力がより一層有用になってくると予想される。

貯水池式水力発電は、利用可能な場合、その柔軟性により出力変動を伴う再生可能エネルギーを導入することができる。貯水池式のポテンシャルは限られているが、揚水式は、発電量が需要を上回った時に、大量の再生可能エネルギーの削減を避けるための最も費用対効果の高い方法を示す可能性がある。

図 12：総発電電力量および燃料ミックス(2009 年および 2050-2DS)



出典：IEA, 2012c

揚水発電の展開

技術的ポテンシャル

揚水発電の技術的ポテンシャルに関する世界的規模の研究はないが、揚水発電所は既存の貯水池式水力発電所から建設できることから、そのポテンシャルはきわめて大きい (Lacal Arantegui et al, 2012)。追加の、比較的小さい貯水池を、既存の水力発電設備の近くに建設することは、山岳地帯で多くの場合可能である。両方の貯水池が、カスケード式水力発電システムにすでに存在している場合もあり、この場合は、水車の交換のみが必要、またはポンプおよび適切な配管を行うことによって完成できる。カナダと米国の国境にあるエリー湖とオンタリオ湖の場合のように、自然の貯水池が極めて大きく、大規模な貯蔵容量とすることが可能となる場合がある。崖の上の貯水池への海水の汲み上げ、または閉ループ (すなわち、いかなる河川流域からも独立した) システムでの水の汲み上げによって、かなり大きな可能性が追加される。最後に、自然の落差がない場合、洋上の「電力島」や平原上または海岸の台地上などに、完全に人工のシステムを建設してもよい (後述のテクノロジーに関する節で述べる)。

一部の揚水発電所は、現在貯水用にあまり頻繁に使用されていないが、大きな水圧管路 (流量調節装置) およびポンプ水車を用いて、出力変動を伴う再生可能エネルギーをサポートする重要なサービスを、毎日提供している。

一例として、スイスの人工湖であるオングリン湖で、発電容量は 240 MW であるが、エネルギー貯蔵ポテンシャルは大きく、上池に約 124 GWh が貯蔵される (下池はレマン湖)。現在の貯蔵頻度は、上池を年に 7 回空にすることに等しく、揚水によって 5 回、自然流量で 2 回充水し、毎年 730 GWh を発電している。ポンプ水車の追加と水圧管路の大型化によって能力を增強し、12 時間の間、10 GW の発電ができる。この構成で、揚水発電施設は、発電のピークから需要のピークへ、年間 40 TWh までシフトするとされる (Bonnelle, 2012)。参考として、世界で数か所の揚水発電施設は、すでに 2 GW を超える容量を備えている。

短期的展開

現在、多数の揚水発電プロジェクトが開発中であり、そのほとんどは中国とヨーロッパである。開発中のプロジェクトには、30~50 年経った水力発電所の近代化、アップグレードまたは全面的再開発、および最近の施設の漸進的拡張などがある。日本の神流川揚水発電所は 2005 年に 470 MW のポンプ水車で運転を開始し、今後数年で 5 台のポンプ水車を追加する予定である。揚水発電は、ドイツ、スペイン、ポルトガルなど数か国では、すでに風力発電を支援する役割が増大しつつある (ボックス 2)。

ボックス 2：ポルトガルで水力が風力発電を支援

ポルトガルは風力の出力変動に対処しなければならず、風力は電力の 17%を供給しているが、ある 1 日には（2011 年 11 月 13 日）送電量が全電力の 70%までになったこともある。イベリア半島は水力ポテンシャルが大きい、近隣諸国との電力連携に乏しい。ポルトガルには現在、設備容量合計 5,180 MW の水力発電があり、2020 年までにこれをほぼ倍増することを目指している。

また、1,245 MW のポンプバック式揚水発電所も備えているが、継続的な風力普及を支援するため、同じ期間に 4 倍とすることを目指している。建設中の水力の発電容量 1,959 MW のうち、1,367 MW は揚水発電である。

大きな柔軟性に対するニーズは、歴史的に火力発電所の硬直性から生じてきたが、多くの国で、水力開発拡大の推進要因となっている。これは、一部だけは技術的問題であるが、経済的には、かなり資産化された（元々ベース負荷用に設計された）発電所を、需要変動に対応するように運転することは、その収益性を劇的に低下させることになる。変動が急激で頻繁すぎる場合、修理に費用のかかる摩耗および裂傷を生じ、発電所の技術的寿命を縮めたり費用のかかる修理が必要になったりする恐れがある。それにもかかわらず、大量の出力変動を伴う再生可能エネルギーは、かえってこの柔軟性に対するニーズを増やしているだけなのである。

揚水発電の経済性は、多くの国々でこの数年間逆説的に低下し（後述の経済性に関する節を参照）、展開が鈍化してきた。3 年前、世界の総発電容量は 2014 年までに 200 GW を超えると予想されたが（Ingram, 2009）、現在、このレベルはさらに数年間達成されそうにない。

長期的展開

揚水発電の世界規模での長期的展開についての評価は複雑である。エネルギー関連 CO₂ 排出量がきわめて少ない再生可能エネルギーを非常に大規模に利用する現在のビジョンにおいては、需要ピークへの対応、および風や日光が非常に弱くなる期間における発電の確保は、従来型の大きなベース電力貯蔵と、極めて小さな負荷率の安価なピーク電源を組み合わせることで、最も上手く実施できると仮定する傾向がある（IEA, 2011b）。

実際、水力発電はこのニーズに適応する可能性がある。すなわち既存の、または新規水力の発電容量を増大させることで、ピーク電源として、より頻繁な使用ができる可能性がある。揚水発電では、最大の電力貯蔵量および発電容量の使用が可能となるが、プロジェクトは資本集約的であり、投資には、導入される発電所で採算が取れることが必要である（IEA, 2012c）。

ETP 2012 に設定された簡素化されたアプローチでは、揚水発電が電気貯蔵能力の主要なものであり続けると仮定している。揚水発電容量が全発電容量に占める比率は、各々の電力システムの特徴に大きく依存し、水力が主体的な場合はかなり低い、柔軟性の低いシステムでは高い。揚水発電は現在、北米で約 2%、中国で 3%、ヨーロッパで 5%、日本で 11%を占め、いずれも率が増加しつつある。保守的なアプローチでは、このパーセンテージが最も低いものだけが、わずかに増加すると予想している。この「低」予測（表 4）では、2050 年までに約 400 GW になると予想され、現在の揚水発電の容量の 3 倍近い値である。

派生シナリオの Hi-REN では、一部の地域（特にヨーロッパと米国）で、貯水池式水力の調整の役割をそれほど増やさずに、出力変動を伴う再生可能エネルギーの比率の増加を示しているが、より多くの揚水発電所が必要となる可能性が高い。その結果、揚水発電は 2050 年までに現在の発電容量の約 5 倍である約 700 GW になるとみられるが、それでも揚水発電の比率は、現在の日本のレベルよりも低い。一部の専門家の揚水発電の利用レベルはさらに高くなるとの予想（例えば、Lempérière, 2010）を考慮して、本ロードマップでは、2050 年までに揚水発電の容量が 400 GW~700 GW の範囲になるものとしている。

表 4：2050 年の予想揚水発電容量

		中国	米国	ヨーロッパ	日本	その他の地域	合計
低予測 (2DS)	総発電電力量中の VRE%	21%	24%	43%	18%		
	総発電電力量中の水力%	14%	6%	13%	12%		
	揚水発電／総発電容量	4%	4%	6%	11%	2%	
	GW	119	58	91	35	109	412
高予測 (Hi-REN)	総発電電力量中の VRE%	34%	37%	48%	33%		
	総発電電力量中の水力%	15%	6%	11%	13%		
	揚水発電／総発電容量	5%	8%	10%	12%	3%	
	GW	179	139	188	39	164	700

注：低予測と高予測のいずれも、最初の 2 行は、2DS または Hi-REN モデルから得られた、出力変動を伴う再生可能エネルギー (VRE) および水力発電の、電力構成における総発電電力量に対する比率を示す。本文で説明したように、このデータに基づき、3 行目は揚水発電の容量が総発電容量に占める割合の本ロードマップでの仮定値を示す。4 行目は GW 単位でこれらの結果を示す。

CO₂ 削減への貢献

本ロードマップにより予測されている 2050 年までの持続可能な水力の展開により、ETP 2012 の 6DS と比較して、年間 10 億トンの CO₂ 排出が回避される。これは 2DS の全 CO₂ 削減の 2.4%、電力部門の削減の 6.2%にあたる。

しかし、気候変動の緩和において水力の展開が与える影響は、示した数値よりもさらに大きい。第一に、水力は最も成熟した最も低コストの再生可能エネルギー技術であることから、6DS ではすでにきわめて多くの水力が展開している。

6DS の水力発電の 75%増加がない場合、ガスと石炭で置換されると仮定すると、このシナリオにおいて既に大量となっている CO₂ 排出は、2050 年までにさらに年間 20 億 t 膨れ上がると予想される。その上、貯水池式と揚水発電は、風力発電および太陽光発電の増大する電力量の管理と、それに伴う CO₂ 排出削減を促進するのに役立つのである。

持続可能な水力開発

これまでに、水力開発には、世界の様々な地域で経済的社会的状況に応じた多数の推進要因があった。本ロードマップに示す今後のシナリオを満足するには、国際的に認められた環境および社会的基準を適用する必要がある。

最も重要な障壁および実現するための要因を表5に示す。

表5：水力開発で想定される障壁および実現するための要因

障壁	実現するための要因
環境問題	国際的に受け入れられた持続可能性へのアプローチ、またはプロトコルに基づく開発。総合的河川流域アプローチ。
社会経済的問題	利益評価、市場改革。
パブリックアクセプタンス	多目的利用で便益が生じるように、水力発電の適用範囲を拡大。
資金調達	公共のリスク緩和策を伴う革新的な資金調達の仕組み

環境問題

水力開発で特定される環境問題は、以下のものがある：

- 安全問題
- 水使用および水質への影響
- 回遊種および生物多様性への影響
- 人為的活動が少ない、またはないエリアにおける水力プロジェクトの実施
- 貯水池の堆砂および土石
- ライフサイクル温室効果ガスの排出

プロジェクトの規模の問題は、時としてその環境影響の重要性に関連する。この問題を以下に簡単に取り上げ、揚水発電に付随する環境問題についても検討する。

安全問題

現在、水力発電は非常に安全である。1920年以前にはヨーロッパと米国で、また1980年以前にはアジアで数件のダム決壊が起こったが、そのほとんどは、水力発電施設を持たない貯水、鉱山からの廃棄物、分水のためのダムであった。この30年間は死者が出ることは極めて希で、大規模な洪水追跡および洪水影響の軽減により、危険な状態にある住民は大幅に減少している。

水使用および水質への影響

水力は水を水車に通し、同じ量をさらに下流の水域に放出することによって、水を燃料として使用することから、水力発電プロセス自体は水を消費しない。しかし、上流に貯蔵された水から追加的に蒸発が起こる場合があり、これが最近水力の水消費として提案されている。蒸発は水力発電施設がない場合でも生じると考えられることから、水力用の貯水によって引き起こされる追加的な蒸発を定量化する方法論が必要である。貯水は一般的に多目的使用されるため、水の消費量を各目的に割り当てるための方法論も必要である。

2010年に、国際水力発電協会（IHA）はこの問題に関する最初のスコーピング報告書に着手し、蒸発測定に関して会員に調査を実施した。貯水インフラでの蒸発の影響を明らかにするための作業は、（特に水不足の流域について）現在進行中である。貯水から受けるサービスごとに損失を割り当てる方法は、今後の作業で取り上げられる予定である。

水力発電所が水質に与える影響は、非常に場所に特有のものであり、発電所の種類、運転方法、発電所に到達する前の水質によって異なる。流れ込み式発電所は、しばしば溶存酸素濃度の改善に使用され、廃棄すべき浮遊土砂を留めている。上流の水源から貯水池に流入する廃棄物が大量にある場合、貯水池での水質管理は非常に困難となる可能性がある。

溶存酸素（DO）レベルは、貯水池の水質において重要である。大きく深い貯水池は、底水層の DO レベルが低い場合があり、そこでは、中程度～大量の有機堆積物を生じる。底水を取水するプロジェクトの場合、この溶存酸素が少ない水が、貯水池内と下流の両方で問題を生じさせる可能性があり、水生生物への損害を与える可能性もある。この問題は、貯水池内で複数の水位で取水すること、および新たな水車設計（「技術改良」参照）によって軽減できる。

回遊種および生物多様性への影響

水力発電施設のある古いダムは、回遊魚に対して十分に配慮せずに開発されていることが多い。こうした古い施設の多くは、上流と下流の両方で回遊が可能になるように改修されている。新しい専用の魚道および魚梯により、変更された河川水路への魚の移動に対する障害が小さくなる。また、魚が水車を通して下流へ移動する際の死亡率を低下するために、徹底的な調査が実施された結果、水車の設計が大幅に改良された。近年、ミニマムギャップランナー⁵（MGR）技術により、屋外の大型軸流ユニットで95%超という魚生存率を達成したことが報告されている。Alden 水車のような新たな設計は、魚に優しいユニットの適用範囲をより小型の水車まで拡大している。

水力発電所はまた、下流の流況を変え、土砂の運搬能力および浸食に影響を与える。これらの変化は、天然の河川およびその沿岸の水生および陸生生物に大きな影響を与える可能性がある。突然の放水は野生生物と人間にとってリスクとなる。これらの影響はすべて、流量管理プログラムを通じて緩和できる（IPCC, 2011）。

水力開発は、その変化が必ずしも弊害とは限らないものの、哺乳類、鳥類、無脊椎動物などの魚以外の種にも影響を及ぼす可能性がある。水力ポテンシャルの評価は、計画初期段階でこれらの問題に対処する必要がある。特定エリアの自然の価値は、十分に配慮するか、または手つかずのまま残されるべきものである。（IPCC, 2011）。

人為的活動が少ない、またはないエリアにおける水力プロジェクトの実施

貯水池式水力発電所または流れ込み式発電所の建設には、遠隔地での大規模な公共工事を伴うことが多く、この活動は数年間続く場合もある。数百人または数千人の作業員がその近くに住む必要があり、これは通常、作業員とその家族のための大規模な居住地と、学校、礼拝所、娯楽施設、病院

などの補助インフラを必要とする。

これらの活動による影響、および引き起こされる結果は、既存の人為的活動のレベルに強く依存する。居住地では、全住民に影響する可能性があり、社会経済的問題の節でさらに詳しく述べる。しかし、持続可能な水力開発を行うことで、特に地域社会において、社会経済的開発を促進することも可能である。

人為的活動が少ない、またはないエリアでは、最大の目標は環境への影響を最小限に抑えることである。人為的活動が少ない、またはないエリアにおける水力発電プロジェクトの実施を可能にする革新的アプローチが、ブラジル、特に北部の河川領域で進められつつある。「海上プラットフォーム型」水力発電アプローチ（Melo et al., 2012）と呼ばれるこの方法は、例えば、建設期間終了後の村や町の開発を避けることによって、影響を発電所サイトに制限し、ダムおよび貯水池エリアから森林圏への影響を最小限に保つことを目指している。発電所建設は、作業員の大規模で永久的な居住は実施せず、補助的なアクセスおよび道路は厳しく最小限に抑え、森林および影響を受けるエリアを建設中に回復させ、発電所は、石油ガス事業の海上プラットフォームのように、自動化技術と少数のスタッフの交代勤務によって可能な限り遠隔操作される。したがって、この方法ではプロジェクトエリアに残される人為的な影響が低減され、「海上プラットフォーム型」水力発電所は、永久的な環境保全を可能にすると予想される。

貯水池堆砂および土石

すべての河川は、砂、砂利、泥、粘土粒子などの土砂を輸送し、輸送された堆積物は貯水池に到達すると沈積する傾向がある。これが、河川の全体的な地形を変え、貯水池、ダム／発電所および下流環境に影響を与える可能性がある。

⁵ 水車内のランナは回転する部分である。

河川が運搬した堆積物の量によっては、貯水容量が減少する。ダムの底部放流設備から堆積物を流し去ることで、この状況を緩和することができるが、下流に悪影響を引き起こす恐れがある。摩耗性の堆積物が水車を通過すると、水車を損傷する恐れもある。下流への影響は、水路の浸食から、一方では構造物の損傷、また他方では魚の産卵場所の増大にまで及ぶ。

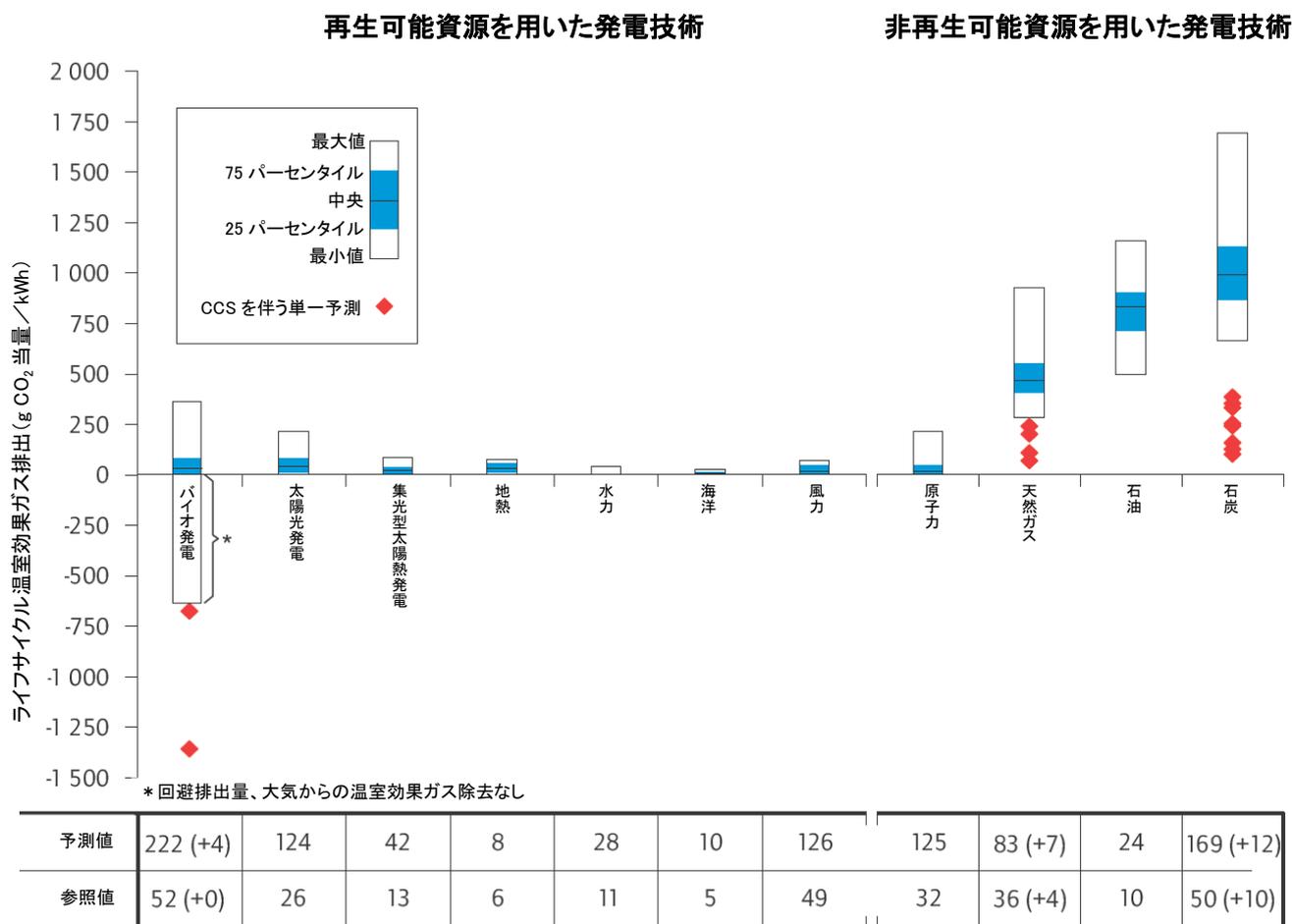
堆砂および土石の問題は、それぞれの貯水式水力プロジェクトに特異なものであり、影響が適切に管理されることを確実にするよう慎重に検討する必要がある。

ライフサイクル温室効果ガスの排出

水力のライフサイクル温室効果ガス（GHG）排出は、建設、運転および保守、ならびに解体から生じる。土地利用関連の炭素貯蔵と土地管理効果としての正味の変化から生じる可能性のある排出を除くと、これらの排出は、kWh 当たりで化石燃料を使用する発電技術からのライフサイクル GHG 排出よりも 1~2 桁低い（図 13）。

貯水池式水力から生じる可能性のある排出が近年注目されている。人工貯水池の建設および運用には、堰水地帯における炭素量の移動と貯留について、異なる評価手法の導入が求められる。

図 13：発電におけるライフサイクル GHG 排出の予測（土地利用変更を除く）



出典：IPCC, 2011

流域および貯水池における主な炭素輸送メカニズムには以下のものがある：

- 湖表面から大気への拡散や泡立ちによる CH₄ および CO₂ のガスフラックス
- 流域の土壌から支流河川への有機炭素（溶存および粒子状）の浸出
- 光合成による炭素固定
- 貯水池底部に元々存在しているバイオマスの分解による、水中での CH₄ および CO₂ の発生
- 貯水池底部の堆積物中炭素の化石化
- 循環パターンおよび土地利用の変更による炭素吸収源（例えば、湿地および森林）の喪失

1990年代に、水力発電所の貯水池で測定された多数の公表 GHG 値は、一部の水力発電所が、特に湛水後の最初の数年間に GHG 排出に寄与している可能性のあることを示した。しかし、気候条件、湛水以前の土地被覆種類および水力技術の全てを考慮して、水力発電のライフサイクル GHG 排出の予測を一般化することは困難と思われる。重要な問題は、ほとんどの貯水池式水力発電所が多目的であり、全ての影響を使用目的に対して割当てることである。

ほとんどの研究では総排出量に着目している。貯水池を正味の GHG 排出源と見なすことは、貯水池なしで発生する排出を検討することを意味し、これに関して現在コンセンサスが得られていない。天然か人工かを問わず、全ての淡水系は、有機物質の分解による GHG を排出し、堆積物中に多少の炭素を固定する。類似の生態学的条件にある特定の地域内では、貯水池と自然水系の単位面積あたりの CO₂ 排出は似たレベルにあり、時には、排出量よりも吸収量が多い場合もある。

2008年に、国際水力発電協会（IHA）と UNESCO の国際水文学計画（UNESCO-IHP）は、GHG Status of Freshwater Reservoirs（淡水貯水池の GHG 状態）と題する UNESCO/IHA GHG 研究プロジェクトを開始した。このプロジェクトは、貯水池が自然の GHG 排出に与える影響および関与するプロセスへの理解を深め、この分野での知識差を埋めることを目的とする。プロジェクトはコンセンサスベースの科学的アプローチを通じて実施され、多数の機関および専門家の協力を必要とする。プロジェクトは、最初の成果として、GHG Measurement Guidelines（GHG 測定ガイドライン）（IHA, 2010）を発表した。現在は、初期の緩和ガイダンス文書の枠組み策定が進められている。

IEA 水力実施協定は、平行して淡水貯水池の炭素収支を管理する新たな研究プロジェクトを開始した。この包括的作業プログラムの目的は、貯水池

の GHG 排出に関係するプロセスに関する知識を増やすこと、貯水池の炭素収支に関する研究計画のガイドラインを策定すること、GHG フラックス評価方法を標準化すること、および貯水池の炭素収支を測定、管理するための容認される方法論を開発することである。プロジェクトはブラジル電力研究所（CEPEL）によって運営されている。

上述の DO 低減に役立つ複数水位での取水と水車設計手法により、メタン生成が抑えられ、ひいては GHG 排出も低減する。

プロジェクトの規模の影響

複数の環境 NGO が、小規模な水力発電は、大規模水力発電よりも非常に好ましいと述べている。これは過度に単純化されたアプローチである。大規模水力発電による環境的および社会的影響は、個別に考えた場合は小規模水力発電よりも大きくなりそうであるが、これは同程度の容量またはエネルギー生産総量を比較した場合には当てはまらない場合がある。多数の小規模発電所の累積的影響は、同じ出力の単一の大規模発電所のそれと等しいか、上回る可能性さえある。事実、他の NGO の中には、持続可能性の問題が、実際には多数の小規模発電所よりも少数の大規模発電所の方が、より監視され制御されている、と考えるところもある。いずれの場合も、持続可能性に対する貢献度は規模に依存しないことから、すべての水力発電の貢献が評価されるべきである。

揚水発電の環境フットプリント

揚水発電が与える可能性のある環境への影響は、体系的に評価されていないものの、小さいと予想される。水は大部分が再利用され、外部水域からの取水は最小限に抑えられる。既存ダムを揚水発電に使用すると、過去の社会環境影響を低減する装置改修と新運用ルールの政治的機会と資金提供を結果としてもたらすかもしれない（Pitcock, 2010）。揚水発電プロジェクトは、ほとんどの場合、数時間または数日の発電だけができるように設計されるため、必要な土地面積は小さい。

社会経済的問題

水力発電技術は、持続可能なエネルギー供給を実現させるための大きな機会を提供している。水力発電は、競争力のある発電コスト、低い地球温暖化ガス排出係数、および全エネルギー技術の中で最高のエネルギー回収率を提供する。しかしながら、自然環境内の他の著しい変化と同様に、水力発電は、景観、野生生物と生物多様性、住民の移転、先住民、少数民族、文化遺産、衛生および水質に密接な関わりを持ち、それらのいくつかは、弊害になり得る。慎重に計画し実施することで、これらの問題を回避、最小化、緩和、あるいは補正することができる。いずれにしても、プロジェクトからもたらされる大きな便益は、関係者と共有されるべきである。IEA は、民間機関や、政府機関、大学、研究機関、国際組織と協力して、水力発電と環境の研究を行い、200 以上の事例研究を進めている。その結果、「IEA 水力技術と計画に係わる実施協定」の活動において、1996年から2000年までに、専門家により評価された5つのレポート（IEA Hydro, 2000a, b, c, d, e）を公表し、水力発電の便益と持続可能性についての適切なアプローチを示した。

社会経済的変化を管理することは、現地規模の持続可能な水力発電プロジェクトの開発において、最も重要な側面の一つである。そのプロセスは、ナムトゥン2プロジェクト（ボックス3）で実証されているように、全ての問題をカバーし、透明性があり、全ての関係者に十分に行き届いたプログラムを有する必要がある。これには、人々がどのような影響を受ける可能性があるか、調査や公聴会等のコミュニケーション・プロセスがどのように行われるかの検証が含まれる。とりわけ、このような取り組みは、移住プログラムでは重要であり、十分な資金を提供しなければならない。移住の問題は、初期の計画段階から検討すべきである。可能性調査では、要求される移住の経済評価が、生活水準の向上のための費用を含めて、補償と監視手順を組み込んだ移住計画の策定とともに、確立されなければならない。建設および運営段階では、コミットメントが果たされたかを確認し、新たな問題や懸念を確認するために監視が行われる。

パブリックアクセプタンス

パブリックアクセプタンスは、世論を方向づける認識が規制の状況（許可、承認、ライセンス等）に影響するため、水力発電プロジェクトにとって極めて重要である。

ボックス3：ナムトゥン2プロジェクト：持続可能な開発のモデルとは？

ナムトゥン2 (NT2) は、1,070 MW (1,000 MW はタイに輸出、70 MW はラオス国内用で、プロジェクトの環境・社会的影響を管理する) の水力発電設備を有するダムから成る国境を越えたプロジェクトである。世界銀行により開始されたフィージビリティ調査に続いて、それはラオス人民民主共和国による最大の対外投資であり、民間セクターから資金調達された世界最大の国境を越えた水力発電プロジェクトであり、ラオスとタイ間の協力における意義ある一歩である。プロジェクトは、特にアジアの金融危機によって遅れを取り、1989年に世界銀行によってフィージビリティ調査が実施されてから完成まで20年を要した。

1970年代初期から、プロジェクトのスポンサーであるラオス、NGO、コンサルタント、および国際開発機関により、NT2に関連した環境および社会経済的問題が検討され、総合的に評価された。プロジェクトは、環境・社会(E&S)問題について適用される世界銀行およびアジア開発銀行のガイドラインを満たし、多くの場合それを上回るように設計された。その収入の一部は、貧困の削減と環境保全のために使われる予定である。移住住民の所得を向上させるために利権協定に書き込まれた法的コミットメントは、水力発電計画の新たな基準を設定している。さまざまな独立監視機関が、これらの義務が厳格に守られるように取り組んでいる。NT2は、「グローバル・エネルギー誌」の投票で、2011年水力発電プロジェクトの1位に選ばれた。

多くのコミュニティに利益を与えた、貯水池（水力発電所を含む）を有する多数の優れた水資源プロジェクトがあるにもかかわらず、前世紀の最後の10年間は、大規模なダム開発への多くの反発が生じた時期であった。2000年に「世界ダム委員会」（WCD, 2000）では、産業の再配置につながる影響力のある一連の勧告を策定した。WCD 2000以来、水力開発は、持続可能性の側面を調査し、実施、伝達し、また、多目的な便益も組み入れることを重視するようになった。

大半の意見は、依然として水力発電に不利なものである。コミュニケーションの向上は、その認識に異議を唱え、しばしばさまざまな利害関係者グループとともに、水力開発者側が持続可能性の問題に首尾よく対処するために取った措置を示すために、重要な手段である。コミュニケーションにあたっては、持続可能性の基準およびプロトコル、多目的開発、および気候緩和の便益を強調したエネルギーと水の結びつきが、重要な題材である。この情報の発信は、水力発電セクターにとって極めて重要な政策を形成するのに役立つ。このことにより、ライセンスの供与、またはライセンス再供与のプロセスの中で、多くの場合当然と考えられるサービスについての情報も提供できるようになる。こうした状況において、実質的な気候変動対策の便益も含めて、水力発電プロジェクトによってもたらされるエネルギーと水のサービスに関連した経済価値を明らかにすることが重要である。

とりわけ、パブリックアクセプタンスが好転する可能性があるのは、水力発電プロジェクトが、環境および社会的問題に関して求められる全てに配慮して開発される場合、そして、回避不可能なマイナスの影響が最小化、緩和、または補正される場合だけである。

ボックス4：IHA 水力発電持続可能性評価プロトコル

IHA プロトコルは、水力発電プロジェクトの持続可能性を世界的に評価するための総合的なツールである。これは、プロジェクトの開発段階に応じて、19～23の関連性のある持続可能性トピックについて、厳密かつ証拠に基づく評価を規定しており、社会および環境NGO（オックスファム、ザ・ネイチャー・コンサーバンシー、トランスペアレンシー・インターナショナル、WWF）、各国政府（特に中国、ドイツ、アイスランド、ノルウェー、ザンビア）、営利団体（エクエーター原則グループ）、

プロジェクトの評価と開発のさまざまな段階において、利害関係者が関与することが、パブリックアクセプタンスの必要条件であるように思える（Mirumachi & Torriti, 近日発表）。

開発への持続可能なアプローチ

持続可能性の基準とプロトコル

多数の国際的基準およびガイドラインが、個別の水力発電プロジェクトの持続性を評価するために策定された。2000年に、IEA 水力実施協定は、「水力発電と環境：環境問題の現状と今後の行動に向けたガイドライン」（IEA Hydro, 2000c, d, e）を発表した。それには、エネルギー政策の枠組み、意思決定過程、水力プロジェクト代替案の比較、水力発電所の環境管理の改善、および地域社会との便益の共有という、5つの領域を網羅する勧告が含まれている。2010年に、これらの勧告は、水力発電産業における重要な新規開発と当時の取り組みを対象とする最良事例に基づいて改訂されており、再生可能かつ持続可能なエネルギーとしての水力発電、電力供給システムの調整機能としての水力発電、および水力発電の多目的性が含まれた（Kaikkonen 他, 2010）。

また、2010年に国際水力発電協会は、「IHA 水力発電持続可能性評価プロトコル」（ボックス4）を発表し、プロジェクトのライフサイクルにおける4つの異なる段階（初期、準備、実施、運営）についての個別評価ツールを提示している（IHA, 2010）。

開発銀行（世界銀行）からの代表者とIHAに代表される水力発電セクターを含む、さまざまな利害関係者の開発プロセスの産物である。プロトコルの開発においては、6大陸16カ国で野外実験が実施され、28カ国約2千人の関係者が従事した。そのトピックは、持続可能性の3本柱（社会、経済、環境）を網羅し、下流の流況、先住民、生物多様性、インフラの安全性、移住、水質、浸食と堆積等の問題を含んでいる。

「持続可能性評価プロトコル」は、水力発電プロジェクトの持続可能性プロフィールを作成するための枠組みとして使用される。それにより、すべての関係者が、プロジェクトの持続可能性プロフィールを得られるようになり、いかなる弱点にも対処可能な戦略を作成することができるようになる (IHA, 2011)。

河川流域アプローチ

水力発電インベントリ調査で行われた、河川流域の総落差分割代替案の策定は、持続可能性の重要な側面である。

ボックス5:ブラジルのアプローチ:河川流域インベントリから総合エネルギー計画まで

ブラジルは、一連の方法論と調査に基づき、水力開発の体系化された計画および運営手順を策定した。それは、エネルギー・セクター全体の計画手順と関連付けられている。これらの手順では、社会環境の側面が拡充計画の第一段階から検討され、プロジェクト・ライフサイクルを通じて継続的に監視される。物理的目標および拡充スケジュールは、新たな電源開発からのエネルギー購入と、新たな送電設備の今後の入札を視野に入れて作成される。新たな水力発電所の開発には、水力発電のポテンシャル評価、インベントリ作成、実施可能性調査、基本設計、実施設計の、異なる5段階が含まれる。各段階において、工学的な検討は、エネルギー便益および社会環境影響評価と調和をとって行われる。

インベントリ段階では、「水力発電インベントリ調査マニュアル」が、発電、社会環境影響(プラス面とマイナス面)、水の多目的使用の間のバランスを取る過程を概説している。全ての地点選定の代替案(すなわち、河川流域の総落差分割の代替案)が分析され、「河川流域における水力発電実施によるプラスの影響を考慮し、マイナスの社会環境影響を最小限に抑えながら、経済エネルギー効率を極大化する」という基本的基準に照らして、最適案が選択される。コンピュータ意思決定支援システム「SINV」(CEPEL, 2008, 2011)が、インベントリ調査を支援するために開発された。

水力発電インベントリは最も重要なものであるが、それは、決定が一つのプロジェクトに対するものだけでなく、当該流域で開発可能な一連のプロジェクト全体に対して行われるためである。

これらのプロジェクトには、電力システム構成や、社会および環境の状況、流域の水資源計画が含まれることがある。これらのアプローチは、世界銀行により資金が供給され、CEPEL(ブラジル電力研究所)と契約した、ブラジル鉱山エネルギー省主催の、「河川流域水力発電インベントリ調査マニュアル」(MME-CEPEL, 2007)に記載されている。

マニュアルとSINVシステムは、ブラジルのインベントリ調査で使用されている。例えば、アマゾン地域のテレスピレス河流域、ウルグアイ河流域(ブラジル・アルゼンチン国境)の二国間調査、その他地点で使用されている。プロジェクト開発の一環として、エネルギーの購入は、公開入札手続きに基づいて行われる。これには、予備的環境ライセンス、即ち「事前ライセンス」(LP)が求められ、環境影響評価(EIA)レポートに基づいている。このLPには、公聴会の実施と水利権の取得が必要である。入札の落札者は、プロジェクト実施に先立ち、さらに環境調査を行い、環境運営ライセンス(environmental operating license)を取得する前に全ての要求事項を満たさなければならない。

発電所の運営においては、国内の水力発電システムを最大限に活用するため、国の電力システム運用者により、発電スケジュールは国内の他の発電所と調整される。この調整は、システムが提示する、様々な段階に合わせた一連の最適化モデルを使用して行われる。これらのモデルは、電力セクターの拡充計画の検討にも使用される。これらは、ブラジルのエネルギーシステムの、総合的で持続可能な拡充計画のため、継続的に開発されており(Maccira 他, 2002, 2008)、ブラジルの電力セクター企業のみならず、公益事業者や代理業者によっても使用されている。

「持続可能性を達成するためのブラジルの水力発電の実践」は、幅広い持続可能性アプローチの一例であり、そこでは、環境、社会、経済的影響が、計画の第一段階から慎重に検討され、プロジェクトのライフサイクルを通じて継続的に監視されている（ボックス 5）。技術的、経済的問題に加えて、持続可能性基準の活用を取り上げ、いかにして社会経済的影響のプラス面を最大化し、マイナス面を最小化するかについて、明確な方向を示している。

河川流域計画は、二国間やしばしば多国間の政府間協定を必要とする地域プロジェクトにとっては、特に複雑である。総合的なアプローチが不可欠である。一例として、アジア開発銀行（ADB）、メコン川委員会（MRC）、および世界自然保護基金（WWF）によってメコン川下流域を対象として開発された、「迅速流域全体水力発電持続可能開発ツール」（RSAT）がある。

最後に、関係する産業組織にとっては、十分に資金が提供される、優秀な環境社会部門を持つことが不可欠である。現場の人間の能力は、計画を持続可能なものとするために極めて重要である。プロジェクトの進行中は、環境社会部門のスタッフの経験と能力だけが、日々のプロジェクト運営において、正しい決定を下すことを可能にする。

多目的な開発

今日世界のほとんどの大ダムは、水力発電のために建設されていない（図 14）。貯水池式水力発電ダムは、付加的な利便性を提供し、多くの場合、特に初期に反対があった場合は、これらの利便性無しではその妥当性を示せなかった。中国揚子江の三峡ダムは、これまでで世界最大の水力発電設備であるが、第一に、下流のコミュニティや産業にとって重要な洪水防御のためであると、計画を正当化していた。このように、下流の人々の生活安全リスクを低下させることだけが、上流の堪水地域における大規模な移住プログラムの妥当性を示すのに役立った。河川の航行や農業目的の灌漑を促進することも重要な決定要因となり、さらに最近では、レクリエーション活動や観光産業が、プロジェクトの便益に加えられている。しかしながら、通常は全ての便益が同時に最大化されるわけではないため、便益の多様化によって、貯水池の設計と運営がトレードオフを免れるわけではない。

図 14：今日開発中の主要なダム—60%が多目的ダム



この地図は、いかなる地域に対する地位あるいは主権、国境の画定、いかなる領域、都市、地域の名称を侵すものではない。
出典：IJHD, 2010

多目的での開発計画および運営の基本的アプローチは、もし適切であるならば、河川流域において、基本的な生態系を維持する必要性を認識しつつ、社会の異なる分野で使用される水の価値をバランスよく見つけ出すことである。主な水利用は、エネルギー生産（発電）、家庭や産業用水、灌漑、舟運、生態系への給水である。費用対効果の高い水力発電は、多くの河川流域において高い経済的価値を持つ。それは、社会への便益と、生態系の管理と充実を支援するための収益の両方に貢献し得る。水資源自体の基本的な監視は、さまざまな

生産用途のための水利権を、できるだけ多くの利害関係者に透明性のある方法で割り当てるようにするために、不可欠である。

多目的なプロジェクトを作り上げることは、特にそれらのプロジェクトが大型かつ国境を越える、若しくはどちらか一方の問題がある場合は、非常に複雑になり得る。1つの方法は、戦略的環境アセスメント（SEA）を行うことである。それにより、全ての関連する環境、社会および経済的要因を網羅しつつ、所与のプロジェクトを代替案と比較することが可能になる。（ボックス6）。

ボックス6：多目的な水力開発の戦略的環境アセスメント

戦略的環境アセスメント（SEA）は、計画プロセスの初期に、水力開発の影響を分析するための道具である。それは、リスクや、難題、緩和戦略、事業機会、コストへの対処を支援するために使用することができる。

SEA は、プロジェクト認可の必要条件である従来の実現可能性調査や環境・社会的影響評価に代わるものではない。むしろそれは、最終的な承認や資金調達段階へ移行しているプロジェクトが、国または地域におけるニーズを満たすためのあらゆる代替案と比較されるようにするための、包括的な評価である。

このような比較については、社会および環境要因は、技術および経済要因と同レベルの重要性があると考えられる。新たな水力発電の開発と資金調達における民間セクターの関与が増加する傾向にあり、SEA プロセスは、事業機会とリスクの全体像を提供することができる。水力発電プロジェクトは通常、政治的・財政的観点からリスクが高いとみなされるため、この点は特に重要である。SEA プロセスは、さまざまな選択肢の主なリスクと事業機会だけでなく、詳細な実現可能性調査とプロジェクト設計でさらに深く分析される影響緩和の選択肢の概要を示す（Granit, King, Noel, 2011）。

エネルギーと水の結びつき

今日、世界の水資源には多くのさまざまな要求がある。生態系保全、水資源、洪水管理の状況すべての中で、水力発電や、産業、火力発電所の冷却、舟運、漁業、レクリエーションのための水利用とともに、飲料水の供給と灌漑の要求は満たされなければならない。このように、水力開発の今後は、社会および環境に対する責任や、総合的な資源管理、健全なビジネス手法とバランスを取る必要がある。

水とエネルギーは、特に水力発電では密接な関係にあり、発電は水管理の不可欠な部分である（Granit, Lindström, 2011）。エネルギーと水の結びつきを確固たるものとしている考え方は、また、持続可能な開発にも結び付いている。水力発電については、以下の事項である。

- 世界の多くの地域における急速な人口増加と、それに関連した経済発展により、電気に対する需要と淡水資源への圧力が増大している。
- 多目的水力発電計画は、灌漑や洪水管理の他、エネルギー以外のその他の便益を提供し、地域開発を強化することができる。
- 水力開発は、水供給や農業と一体化できる。
- 水力発電は通常、国産エネルギーであり、その水への依存によって、エネルギーと水の安全保障を組み合わせることができる。
- 一部の地域では、河川が国境を越えるため、水資源管理には国境を越えた協力が必要になる。

気候変動の水力発電への影響

水力発電事業者は、設計、安全運転、発電、経済的実現可能性、および全体的リスク影響度など全ての事項に対する、気候変動の潜在的影響を分析している。長期に亘る気候変動により、水力発電は以下の影響を受ける可能性がある。

- 降水量、積雪または氷河の溶ける速度の変化に関連する河川の流量（流出）の変化、および流出量、流量の変動性、電力潮流の変化。
- リスクを高め、設計変更またはダム安全性向上を必要とする極端な事象（洪水、干ばつ）における変化。
- 洪水、流送土砂量の変化や、集水域での水文および利用における変化。流送土砂量が増えると、水車摩耗や堆砂量が増え、やがて発電や有効貯水容量に影響を及ぼすことがある。

気候変動による影響の量的予測は、非常に不確かなものである（IPCC, 2011）。広範囲にわたる可能な限りの将来的な気候予測が行われたが、降水量と流出水の予測において相当のばらつきがあった。高緯度や、熱帯域の一部では、ほとんど全てのモデルが、降水量の増加を予測している一方、一部の亜熱帯や、より低い中緯度地域では、降水量は減少すると予測されている。力強い増加または減少が見られる地域間では、予測された降水量変化の傾向ですらも、現行の発電モデルでは一貫していない。全体の水力発電の可能性に対する影響は小さく、約+0.1%となるだろうとしている（Hamududu, Killingtvelt, 2012）。しかしながら、個々のプロジェクト、河川流域、または地域への影響は、極めて大きい可能性があるため、詳細な評価を行う必要がある。

特に貯水池は、全ての目的の水供給においてフレキシビリティを持っているため、水力発電は、気候変動に適応するための戦略の一部となるべきである。

経済性

コスト

設備投資

水力発電プロジェクトの主な支出資本には、土木工事（ダム、トンネル、発電所）、電気機械設備、連絡道路、送電線、関連するエンジニアリング、調達、および建設管理費などのコストが含まれる。また、計画、可能性評価、許認可、環境影響分析、影響の緩和、移住、および水質維持のためのコストも含まれる。

コストはプロジェクトにより非常に異なる。土木工事に対する電気機械設備費の比率は、通常、小規模のプロジェクト、落差が小さい流れ込み式の開発において高く、より大型の貯水池式については、土木工事が総工事費全体の大半を占める。土木工事に関連する設備投資もまた、プロジェクトのタイプ、アクセスの困難さ、人件費、セメントと鉄鋼の価格により、かなり異なる。これらの要因は全て、国と地域により異なる。それに反して、電気機械設備の費用は、国際市場価格に従っている。

水力発電所に関する豊富なコスト調査があるが、それによると、大型プロジェクトについては、1,050米ドル/kW～7,650米ドル/kW、小型プロジェクトについては、1,300米ドル/kW～8,000米ドル/kWで

ある（IRENA, 2012）。比較として、改修および改造には、通常、500米ドル/kW～1,000米ドル/kWのコストがかかる。

揚水発電所のプロジェクトコストも、場所により非常に異なる。見積費用の中には、500米ドル/kW～2,000米ドル/kWの幅があるものもある（Lempérière, 2008）。ヨーロッパにおける現在のプロジェクトの平均コストは、961ユーロ/kW（1,200米ドル/kW）と推定される（Steffen, 2012）。

その他コストと発電の平準化コスト⁶

大規模な改修または改造は別にして、水力発電の運転維持コストは、通常、2米ドル/MWh～5米ドル/MWhであるが、最大24.5米ドル/MWhのコストがまれに報告されている（IEA/NEA, 2010）。平均寿命と資本コスト（加重平均資本コスト、または純粋な公共投資の場合の割引率）は、リードタイムや、投資家や貸し手によるプロジェクトリスクの認識と同様、そのような大型投資にとって大いに重要である。これらの側面は、以下の資金調達の節でさらに詳細に検討されている。

⁶ 平準化コスト：その経済的耐用年数における発電所の建設および運転の総コストを、平準年賦に変換したもの。

ボックス7：利用率と資本コストのばらつきに対するLCOEの感度

工事期間5年で50年間の寿命がある開発について表6に示されているように、水力発電所からの電気の平準化コスト（LCOE）は、発電所利用率や資金調達に使用される資本コストのばらつきに対して非常に感度が高い。投資コストは、この額の2.5%の運転維持（O&M）コストで、1,500米ドル/kWと想定される。

1地点の設備について異なる選択肢を比較する場合は、根拠が異なるので、注意が必要である。

年間発電電力量は、現地の特性、流量と落差に左右される。貯水量が十分であれば、さまざまな選択肢の間の唯一の違いは、電気設備の相対的大きさにある可能性がある。それは、ピーク用の発電所では大きく、ベースロードの発電所では小さくなる。LCOEの変動は、わずかに±20%の場合がある。公平な時間帯別電気料金設定下では、収益のばらつきが費用のばらつきよりも重要であるかもしれない。

表6：加重平均資本コストと負荷率による代表的な水力発電所のLCOEの変動

LCOE (米ドル/MWh)	加重平均資本コストまたは割引率		
	8%	10%	12%
25%	90	110	133
50%	41	51	61
75%	28	34	41

水力発電所の設備利用率は、最適化された設計と役割によって大きく異なる。流れ込み式発電所の設備利用率は主に河川流量の変動に左右される一方、貯水池式発電所は、ベースロード、ミッド・メリット、またはピーク用の発電所として設計されることがある。ベースロード発電所では、貯水池式は変動低下に役立つ。ピーク発電所では、貯水池式は発電を最も料金が高い時間に集中させることもできる。京都議定書のクリーン開発メカニズム (CDM) パイプラインの、142 の水力発電の分析により、これらのプロジェクトの平均設備利用率が 50% であることが明らかになっている。それらは、1 年につき等価全負荷で 4,380 時間運転している。しかしながら、個々の負荷率は、23% ~ 95% である (Branche, 2011)。ピーク用発電所は、より高い容量 (MW) を持つように設計されているため、負荷率は平均より非常に低い。

ここで留意すべきは、一つの機器のために異なるオプションを比較すれば論理は違ってくるということ。毎年の発電量はサイトの特性、すなわち、流量と落差次第である。十分な貯水容量があれば、多くのオプションにあって唯一の違いは電気機器の相対的な大きさであろう。ピーク発電所ならば

大きく、ベースロード発電所ならばより小さくなるだろう。平準化コストの変化は、+/-20% 程度だろう。公正な使用時間に基づく電気料金制度の下では、収益の変動がコストのそれより重要かもしれない。

大型水力発電は、最善のケース (低コストかつ高利用率のプロジェクト) で 20 米ドル/MWh という低い LCOE により、他電源に対して競争力を有している (表 7)。国連環境計画リソ・センターによって維持される CDM プロジェクト・データベースの分析から、ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンスは、最近、大型の水力発電所の平準化発電コスト (LCOE) を、平均 67 米ドル/MWh と見積もった。ただし、低い場合で 25 米ドル/MWh、高い場合 (高コストかつ低利用率のプロジェクト) で 180 米ドル/MWh となることもある (表 7)。小規模なプロジェクトは、平準化発電コストがほぼ同じであるが、いくつかは、227 米ドル/MWh と高額である (BNEF, 2012)。IRENA (2012) は、類似の幅をもった値を示すが、非常に小規模なプロジェクトは LCOE が 270 米ドル/MWh であるか、「ピコ水力ではそれ以上」になり得ると付け加えている。国により大きな違いが見られる。

表 7 : 選択された発電技術毎の最小/最大 LCOE

技術	バイオエネルギー	バイオエネルギー混焼	地熱	太陽光	集光型太陽熱 (CSP)	水力	陸上風力	洋上風力	新石炭	新ガスコンバインドサイクル (CCGT)	マイクロ水力	小型太陽光	小型バイオガス
最小 米ドル /MWh	80	80	35	155	160	20	50	140	40	40	35	185	110
最大 米ドル /MWh	250	140	200	350	300	230	140	300	90	120	230	600	155

出典 : IEA, 2012b

費用対便益

経済分析は、多目的開発について、提供される便益の価値をより良く理解するために用いられる。政府、機関、および規制者は、検討している水力プロジェクトの経済パラメーターを理解する必要がある。

多くの地域および市場では、無償で、またはその価値が理解されずに、一部のエネルギーと大部分の水管理サービスが提供されている。IEA 水力実

施協定は、以下の側面から費用および便益を評価するため、水力発電サービスに関する新たな調査プロジェクトを始めた。

- 大規模かつ供給時に急激な変動が生じる、風力エネルギー、太陽エネルギー、バイオマス、等の、あらゆる不安定な再生可能エネルギー源の統合
- 水力発電事業者によるアンシラリーサービスの提供および販売

- 急速な統合を可能にするための、水力発電設備とその管理、改修、および決定の支援ソフトの要求事項
- 水管理サービスの提供
- 水力開発の社会経済的影響

水力発電は、電力システムを支えるために使用できる唯一の大規模かつ費用対効果が優れた貯蔵技術である。従来の貯水池式水力プロジェクトは、揚水発電所に比べ、さらにコストが低くなる (Eurelectric, 2011)。

揚水発電の経済的側面

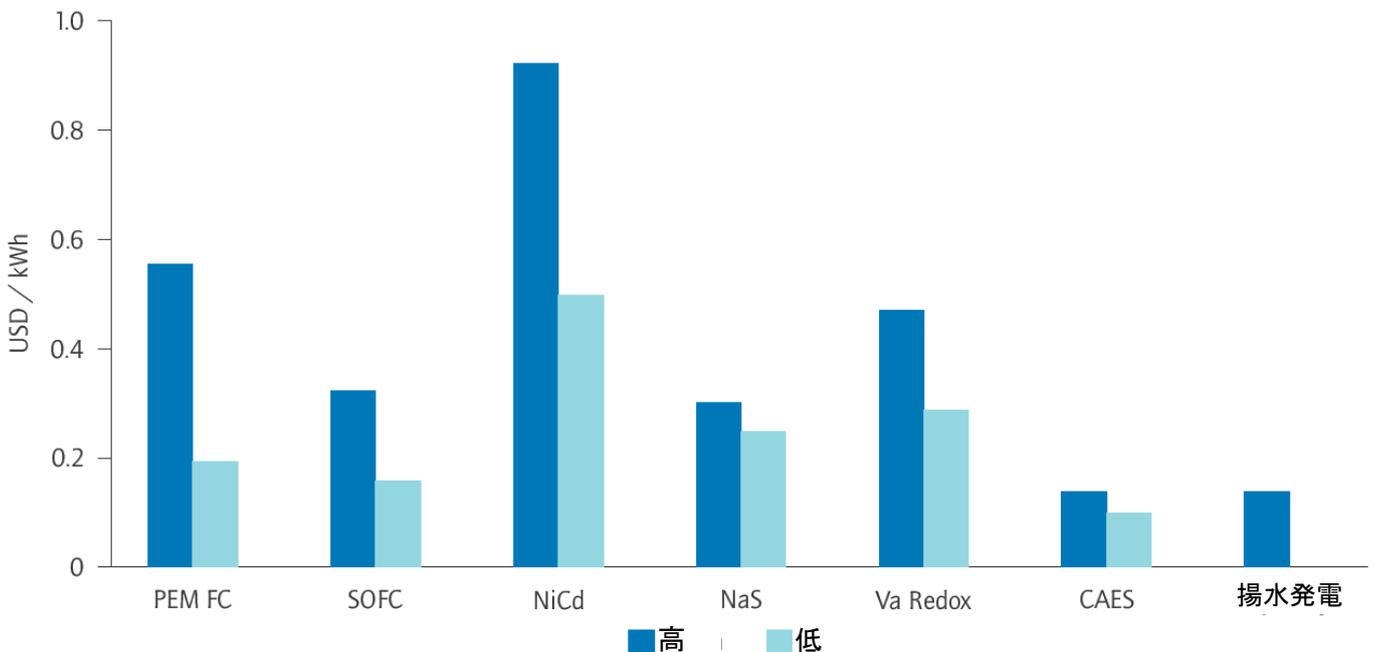
既存の揚水発電所は、ピーク料金とオフピーク料金（所有者の販売料金と購入料金）の差から、大部分の収益を得る。プロジェクトを実行可能なものにするには、これらの収益から効率損失と可能な送電料金を除いた額が、投資と運転・維持費用をカバーする必要がある。ピーク料金とオフピーク料金との差は、欧米等、貯蔵の必要性が次第に認められている地域を含めて、さまざまな地域で縮まっている。

米国では、料金の差が縮まった主な理由は、シェー

ルガスの好況とガス火力発電所の幅広い可用性によって押し下げられた天然ガスの低価格であると考えられる。最近、新たな揚水発電所に 16 GW 以上の容量が認可されたが、このうち 2020 年までに運転開始を迎えるのはわずか 1 GW のみであるが、ほとんどすべてが既存の揚水発電所の近代化と改造を通して得られる予定である (Fisher 他, 2012)。

ヨーロッパでは、再生可能エネルギーの拡大しつつあるシェアが、限界維持費に基づいた現金取引市場での電気料金を低下させるメリット・オーダー効果により、重要な役割を果たしてきたようである。例えば、ドイツの揚水発電所は、2008 年には約 87,000 ユーロ/MW (112,000 米ドル) の収入があったが、2010 年には 35,000 ユーロ/MW (45,000 米ドル) のみだった。今では、ドイツにおいて、アンシラリーサービス市場、特にネガティブなセカンダリ・リザーブにより、2008 年から 2010 年の平均 83,000 ユーロ/MW (107,000 米ドル) を得るなど、より大きな収益がもたらされているようである (Steffen, 2012)。しかしながら、同じ MW を裁定取引（買いと売り）と貯蔵に全て同時に充てることはできないため、これらのさまざまな収益の動向は追加的に増加していくものではない。

図 15：電力貯蔵技術のコスト



注：PEM FC=固体高分子型燃料電池、SOFC=固体酸化物型燃料電池、NiCd=ニッカド電池、NaS=ナトリウム硫黄電池、Va Redox =バナジウム・レドックス・フロー電池、CAES=圧縮空気エネルギー貯蔵。想定される電気料金は、高い場合で 0.06 米ドル/kWh、低い場合で 0.04 米ドル/kWh である。

出典：NREL, 2009

状況は逆説的である。大規模かつ多様な再生可能エネルギーの拡大を支えるため、通常、特に水力発電の可能性が限られている国において、電力貯蔵の大幅な開発の必要性が認識されている。揚水発電は、可能な選択肢の中で最大かつ最も安価なものである（図 15）。それにもかかわらず、市場におけるその経済性は、弱まってきていると思われる。競争市場は短期の価値を反映する一方、必要性は何年も前から予測されているのが、その理由の1つであろう。さまざまな再生可能エネルギーを調整するための貯蔵の必要性は、まだ市場によって完全に評価されていない。再構築された市場は、揚水発電所の真の資産価値（全発電システムの最適化への貢献）も反映していない可能性がある。

大部分の国では、揚水発電所の運用者は、揚水や発電を行う際に送電網の使用料金を支払わなければならない。しかしながら、一般的に揚水が行われるのは、送電網が完全に使用されている状態からほど遠い場合であり、そうした場合に送電網を使用する限界費用は、固定費に反してゼロに近い。2009年にドイツが新しい発電所のために行ったように、揚水運転での送電網の使用料金を見直し、場合によっては免除することが、貯蔵の公平な評価に向けた実際的な第一歩を示すことになる可能性がある。より長期的には、その他の手段だけでなく、貯蔵および貯水池式水力発電が、そのフレキシビリティに対して適切な市場価値が与えられ、全ての再生可能エネルギーの安全性を維持しながら、さまざまな再生可能エネルギー増加のバランスを取るのに十分な速度で発展するために、市場設計が進化していく必要がある。

支援の仕組み

再生可能エネルギーの普及を積極的に支援する多くの国の政府は、新たな水力発電プロジェクトへの支援をしており、大抵は、直接的な支援金の支払い、または政策減税を行っている。これは40カ国以上において見られ、発電上位10カ国の内の8カ国である、ブラジル、カナダ、中国、インド、ノルウェー、ロシア、スウェーデン、米国が含まれる。多くの場合（定められた奨励制度において「小規模」の定義がどのようなものであれ）、小規模の水力発電に限定しているものの、数か国が、改良や近代化を促進することにも重点的に取り組んでいる。国営銀行と国際金融機関は、開発途上国で多くのプロジェクトの資金調達を援助している。

長期的に運用してはじめて利益が出る投資を、排除しない方法で市場を設計することに、焦点を当てるべきである。長期の電力購入契約は、競合す

る化石燃焼技術の価格変動性により生じる不確実性を緩和し、水力発電プロジェクト開発者だけでなく、電力会社や顧客の利益にもなる。特に、市場設計は、エネルギーのみでなく、全てのアンシラリーサービスや関連した便益を評価し、見返りがあるように、さらに発展させるべきである。これによって、新たに建設された貯水池式発電所および揚水発電所が経済的に開発され、電力システムの安定化、エネルギーの安全性の確保、様々な再生可能エネルギーのより大きなシェアでの統合が可能となるだろう。

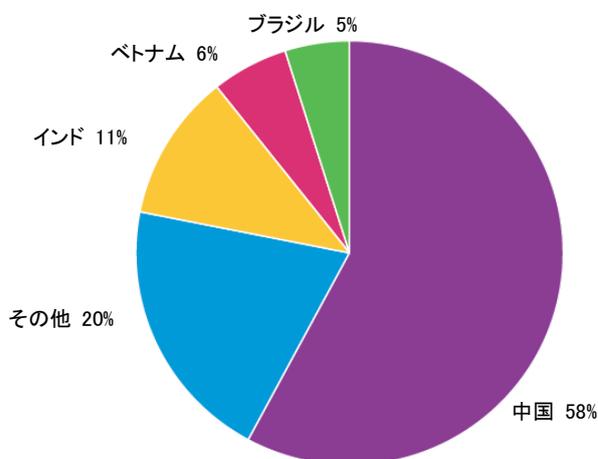
気候変動に関する国際交渉で困難であることが判明したものの、CO₂排出価格の導入は、水力発電を化石燃料発電と適切に差別化するであろう。

ETP2012のシナリオは、2020年までに40米ドル/t CO₂、2030年までに90米ドル/t CO₂、2040年までに120米ドル/t CO₂、そして2050年までに150米ドル/t CO₂となる暗黙の炭素価格と一致している。

クリーン開発メカニズム

国際的な観点から、開発途上国における地球温暖化ガス排出削減を評価する1つの仕組みは、クリーン開発メカニズム（CDM）である。水力発電は、プロジェクト数と認証排出削減量（CER）の両方において、現在CDMをリードしている。2012年までに、約3億3千万CER、または全CERの約15%が、これらのプロジェクトから発行されることが予想される（AEA, 2011）。CDMにおいて2008年から2020年の水力発電から発行されるそれらのCERにより、24億以上のカーボンオフセット、あるいは、CDMからの全オフセットの23%がもたらされると予想されている（CDM Watch, 2012）。これらのCERの58%が中国単独で、22%がインド、ベトナム、ブラジル3か国合わせてもたらされる（図 16）。

図 16：ホスト国別水力発電プロジェクト占有率



出典：CDM Watch, 2012

貯水池からの温室効果ガス排出に関する科学的な不確実性を考慮し、電力密度（発電設備容量／湛水面積（ W/m^2 ））の考えに基づき、CDM プロジェクト活動に関して、水力発電所の適格性を決定するための大まかな基準が策定された。仮定上、電力密度が同じ2つの貯蔵プロジェクトは、気候帯、または浸水したバイオマスや炭素フラックスとは無関係に、同じ排出量を有することとなる。しかしながら、「IPCC 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」（IPCC, 2011）の指摘によれば、設備容量、貯水池の場所、および貯水池で活動している様々な生物地球化学的プロセスの間には、ほとんど関連性がない。そのため、電力密度則は、社会的に有益な水力発電プロジェクトの開発を意識せずに妨げてしまう一方で、有益性が低いプロジェクトを支援する可能性がある。現在進行中の科学研究が、より適切な基準をもたらすことが期待される。CDM によって水力発電全体の収益のわずかな部分しか得られないとしても、それにより投資の収益性を高めることができる。

財政上の課題

過去20年間にわたって水力発電プロジェクトが開発されてきた方法に生じた最大の変化は、おそらく、その資金調達における変化であろう。従来は、ほとんどの国で、水力開発に公共セクターの関与が必要とされていた。多くの既存の水力発電設備は、全体または一部において、公的融資を受けた。新たな水力発電プロジェクトへの公的資金は、民間による資金調達、運営、所有に伴い、電力産業の自由化の進展とともに大幅に減少した。しかしながら、中国等の一部の国々では、公共企業がプロジェクトを開発し、資金提供、建設、運営管理を続けている。中国の金融機関は、世界的な水力発電プロジェクトへの資金提供において、世界銀行を追い越したと言われている。

ほとんどの再生可能エネルギー技術と同様、水力発電は資本集約的であるが、運営費が非常に安い。水力発電プロジェクトは、長い工事期間と多額の先行資金を必要とする。投資収益率は、降雨パターンにより、年ごとに大きく変化することもある。これが市場ベースの電力購入モデルと相まって、リスクの影響度が受け入れがたいとみなされる場合もある。一般的に、プロジェクト全体の約80%を建設コストが占め、技術的耐用年数は、電気機械設備で30~40年、土木工事で80年以上であることから、プロジェクトの実行可能性は長期の保

有権に非常に依存しているが、これは民間の営利的貸し手から得るのが通常は困難なものである。

開発途上国における水力発電の大きなポテンシャルとともに、政策、料金、政情不安も、潜在的投資家にとって懸念事項であり、資金調達にさらなるレベルの複雑さとリスクが加わる。開発者と貸し手の両者の要求を満たすプロジェクト資金の提供が不可能であるということは、特に公的資金が乏しくリスクが高すぎると民間の投資家が考える場合、持続可能な水力発電プロジェクトの開発にとって大きな課題となる。

このような行き詰まりに対する可能な解決策は、官民パートナーシップ（PPP）であり、それを通じて、財政的な取り組み、リスク、およびリターンが、民間の投資家と公的部門との間で共有され、ポジティブな結果のための相乗効果をもたらす。PPPは、十分な財源が無く、公益事業に技能的熟練が不足した国々で役立つこともある。ナムトゥン2プロジェクトのケースのように、公営企業が、適切な制度的・法的枠組み構築の主導権を握り、民間セクターと協力して開発する（ボックス8）。

国の公営銀行と国際金融機関（IFI）は、PPPにおける公的部門の支援において、重要な役割を果たす。そのため、それらは以下の事項を通して、水力発電プロジェクト開発のための触媒となっている。

- 適切な制度と事業の枠組みを設定する。これには、民間セクター投資に魅力ある環境を作り出すため、公的部門を支援することが含まれる。（例：補助金制度を動員する、基礎研究を開始する、現地の資本市場の開発および国境／地域を越えた機会創出を奨励する、水力発電の持続可能性の理解を促進する。）
- 公共・民間プレーヤーと共に、プロジェクトを準備し開発する。（例：現実的な選択肢評価プロセスの設定、実現可能性調査への資金提供、プロジェクトをまとめやすくするためのプロセス／文書の簡易化および標準化を支援する。）
- 財政上の課題の解決を援助する。（例：インフラ資産に適切な長期貸付金を提供する、分散させたレベルでの貸し付けを増やす、民間セクターも政府も対処できないリスクに対する保険と保証を提供する、商業銀行が貸付期間を延長できるための借り換えの融通をはかる、国際的な協調融資を利用できる用意をする。）

ボックス 8: ナムトゥン2プロジェクトへの出資

ナムトゥン2水力発電プロジェクト(NT2) (ボックス 3 参照) は、民間の株主とラオス人民民主共和国政府 (GoL) が所有し、営利目的の貸手と、世界銀行、欧州投資銀行 (EIB)、アジア開発銀行 (ADB) といった国際的金融機関が支援している。ナムトゥン2電力会社 (NTPC) は、同プロジェクトを最初の 25 年間建設・運用する主体として、GoL と民間株主によって設立された。

同プロジェクトへの総投資額は、予備費を含めて 13 億米ドルであり、負債資本比率 72/28 で出資された。こうした資金調達は、プロジェクトの経済性を反映している。米ドルでの優先債務施設には、ADB、世界銀行および多国間国際投資保証機関 (MIGA) による政治的リスク保証、輸出信用機関による支援、そして複数の多国間・二国間の開発当局からの直接借款などが含まれている。国際民間金融機関 9 行とタイの民間金融機関 7 行が、長期融資を提供している。株主が NTPC へのそれぞれの関与度に比例した株式投資をすることで、同プロジェクトの資金が賄われた。ラオス政府持ち分の株式へは、国際機関からの借款、無償援助およびその他の融資の手段により資金が提供された。総額の約 85% は民間セクターからの出資である。

タイ電力公社 (EGAT) は、テイク・オア・ペイベースで合意した料金で、25 年間の運転期間中 NT2 から電力を購入する契約を結んでおり、市場リスクを引受けている。これと同様の契約に基づいて、ラオス電力公社 (EDL) は、テイク・オア・ペイで合意した料金で電力を購入することを約束している。

水文学的リスクについては、EGAT と NTPC が負担し合あう。建設リスクは主請負企業が負担したが、固定価格契約に基づき、引渡し期日の遅れに重いペナルティが課されたことで、リスクの大部分は下請業者 5 社に転嫁された。オフテイク契約に関連するタイの政治的リスクは、タイの営利目的の貸手の参加によって軽減される一方、国際債務に対しては、様々な国際開発金融機関や輸出信用機関の支援を受けている。利権協定に基づく国債は、世界銀行やアジア開発銀行の支援を受けている。

水力開発での民間セクターの役割増大に伴い、いくつかの問題点が生じている：

- 大規模水力を民間セクターが所有する場合の政府方針は、地元経済の発展をサポートするためにも、料金を低く抑えるということであった。民間所有のモデルでは、開発業者と金融機関は商業活動による利益率を求め、政府は使用料や税金などによる歳入を模索する。これにより、水力の発電コストが高くなっている。
- 民間出資の水力発電プロジェクトは最大の商業利益率を出す規模で設定され、一方、同じプロジェクトが公的資金で開発された場合、多目的での利益を含めて水資源の活用が最大限となる規模で設定されるようである。国際金融機関 (IFI) が関与する場合、エネルギー以外の利益の供与も通常要求される。

- 長期の返済期間は、水力発電プロジェクトの財政的実行可能性を決定付ける。平均貸付期間は、商業銀行で 5~10 年、社債で 10 年、国際金融機関融資で 10~25 年となっており、いずれも水力発電プロジェクトの通常の経済寿命 (50~80 年) よりも短い。

プロジェクトのリスクと緩和

水力発電プロジェクトへの出資参加に対して、投資家と貸手に意欲を示してもらうには、すべてのリスクが正しく特定され、可能な限り定量化され、その低減に最善を尽くし、それでも残るリスクが様々な利害関係者間で適切に割り振られ、管理され、緩和されることが最も重要である。

ボックス 9: ブラジルにおける競争入札手続きおよびブラジル国立経済社会開発銀行(BNDES)の役割

2004年に開始されたブラジルの電力セクター・モデルは、電力供給の妥当性を保証し、新たな投資家を呼び込むための相当予測可能な環境を整えるために、(民間企業と政府所有企業の両方による)計画と競争のコンビネーションを基本としている。このモデルでは、電力供給会社は供給する電力を公開競争入札で確保しなければならない。

電力供給会社にとって、こうした公開競争入札の目的は、各社の予測需要を(3~5年前もって)十分に満足できる電力調達契約を結ぶことである。公開競争入札に先立って、各供給会社は各々必要な電力量を提示する。個々の電力需要は一つのプールとしてまとめられ、全供給会社が必要な電力量として購入される。

公開競争入札においては、プロジェクト開発業者が提示した発電プロジェクトが、それらの供給電力量がプール電力需要を完全に満たすまで、入札価格順に並べられる。決められた上限価格から最大の割引を申し出た開発業者が落札業者として選定され、全ての電力供給会社と契約を締結する。

電力配給会社にとっては、このメカニズムにより、例えば、どの供給会社も電力単価ごとの雇用コストがまったく同じになることを保証するなど、取引での利益が社会的に受け入れられるものとなる。

発電事業者にとっては、このメカニズムにより、すべての電力供給会社と一つの電力購入契約を締結することから、債務不履行のリスクが軽減される。公開競争入札では、発電所建設に入る前から、長期的な先物契約によって電力を売る可能性も示唆される。これは、リスクと不確実性の低減を意味するとともに、発電コストの引き下げにも寄与する。

水力発電プロジェクトの特定のケースでは、開発段階に要する資金が高額で、建設に要する期間が長い場合、具体的な条件での融資限度額を設定する必要があるかもしれない。

ブラジルの国立経済社会開発銀行(BNDES)は、インフラ投資への先導的な長期融資の提供機関である。ブラジルの電力セクターでは、BNDESによる支援に投資プロジェクトと設備取得への資金調達が含まれているため、高い投資量と長期的な展開期間プロジェクトの実行が可能となっている。2003年1月から2008年6月までに、同金融機関は、142件の発電プロジェクトに対し、融資総額にして約213億ブラジルリラ(105億米ドル)を支援し、そのうち136億ブラジルリラ(67億米ドル)が水力発電プロジェクトに回された。

同じ水力発電プロジェクトは二つとないので、標準化された財政的枠組みを使用することはできない。ただし、リスクの特定と緩和対策に共通の基準を設定することは、財務面での成功度を高める一助となる。こうした緩和策によって、最適ではないが達成し易い可能性のある小型の水力施設の検討ができるようになる。プロジェクトの性質に応じて、水力発電への融資に影響し得る主なリスクとして、以下が挙げられる：

- 建設リスク
- 水文学的リスク
- 取引先リスク
- 規制リスク
- ライフサイクル・リスク

建設リスク

建設コストは、水力発電プロジェクトの開発コストの最高 80%を占めるため、いかなる見積超過もスケジュールの遅れも、プロジェクトの財務に重大な影響を与える可能性がある。建設リスクの影響度を高める恐れのある主な問題として、地質条件、設計や技術の範囲の変更、建設契約の不履行などがある。

建設リスク管理の確立された方法として、効果的な契約準備と契約管理とともに、広範な現地調査と設計検討がある。建設段階で地元労働者を多く使い、その国の通貨で資金が供給されれば、為替レートリスクは最小となる。ごく最近では、リスクは信用力があり実績のある組織との設計・調達・建設契約（EPC）など、画期的な契約方法によって管理されている。このような契約には、固定価格と違約条項が明記され、建設リスクが請負業者へ割り振られる場合がある。このタイプの契約は通常、開発者のリスクは低くなるが、開発業者が負担するコストは高くなる。

水文学的リスク

開発の調査段階で正確な水文学的データを設定することは、発電出力の試算や、洪水吐およびその他洪水時の排水設備に関する設計の基本である。水文学的な変動性と不確実性は、売電契約（PPA）⁷の義務を伴う民間出資のプロジェクトで問題となり、借入債務を返済するのに必要な安定した収入に影響を及ぼす可能性がある。これは、水力開発の可能性が高い多くの大河川に流量データはほとんどなく、あったとしても信頼性が低いといった、開発途上地域における重要なリスク要因である。

河川流量と調整池水位の低下による出力低下リスク、ひいては収入の低下リスクを緩和する一つのアプローチは、柔軟な PPA を通じてのものである。水文学的リスクは、電力取引先と分担し合うことができる電力取引先は、多数の電源を利用することによって、こうしたリスクの影響に耐えることが可能である。リスクが大き過ぎる場合、貸手は追加の保証を要求する可能性がある。

⁷ タイミング、スケジュール、支払い、罰則、終了時期など、重要な事項が規定されている、電力の売主と買主間の契約

取引先リスク

新興市場では、電力セクターの事業者は、資産担保型の収入が確保できるのであれば、水力発電の開発に興味を示す。同様に、貸手も、金融債務の履行を確実にする安定した収入を探求する。不払いリスクを緩和するため、水力発電プロジェクトでは主に、発電容量と発電電力量に関して、信用力のある取引先との長期 PPA を採用する。同時に、こうしたプロジェクトは、買手または取引先に信頼できる電力供給を行わなければならない。また、PPA は、為替レートやインフレによる変動を補正する条項を含む場合がある。

規制リスク

許可手続きを含めた規制や制度の枠組みの安定性は、エネルギー・インフラ・プロジェクトへの融資において最も重要な要因である。規制に関する問題は以下の通りである：

- プロジェクトが運用される電力市場のルール
- 規制機関の実績
- 料金調整のメカニズム
- 事業許可に関する法律や財務均衡の変更
- 税制の変更
- 政策枠組みの予測可能性

規制リスクをプロジェクトの組み立ての中で緩和するのは困難で、貸手は規制の枠組みが賢明な意思決定に役立つかどうかを慎重に検討、評価する必要がある。一部の水力発電プロジェクトでは、規制リスクの影響により、結果的に資金調達コストが跳ね上がる可能性もある。

ライフサイクル・リスク

進行中の安全性、信頼性および環境に関するコンプライアンスは、プロジェクトの長期的な財務実績の基本であるため、プロジェクトリスクは水力発電所の運転段階にまで及ぶ。コンプライアンスは、設計および建設の段階から始まり、必要に応じ、妥当なレベルの保守・改修を通じて発電所の耐用年数間継続する。最も重大な課題は、ダム安全性、設備の信頼性、そして環境法令の遵守などである。

テクノロジーの向上： ロードマップにおける行動とマイルストーン

水力は、エネルギー収支と変換効率が高いことから、最も効果的な発電技術である一方、技術開発において軽微ではあるが重要な改良が必要な分野はまだ多く存在する。そこで、水力開発を一層信頼ができ、高効率で、有益かつ安全に行う可能性をもつ新たな技術、制度、手法および革新を、他産

業での経験も踏まえながら、特定し、適用する取り組みが進められている。これまで30~50年の間に実施されてきた技術改良は、増分便益は小さくなるが、主に規模、水力効率、環境パフォーマンスの観点で、今後も継続されるであろう。

技術の向上

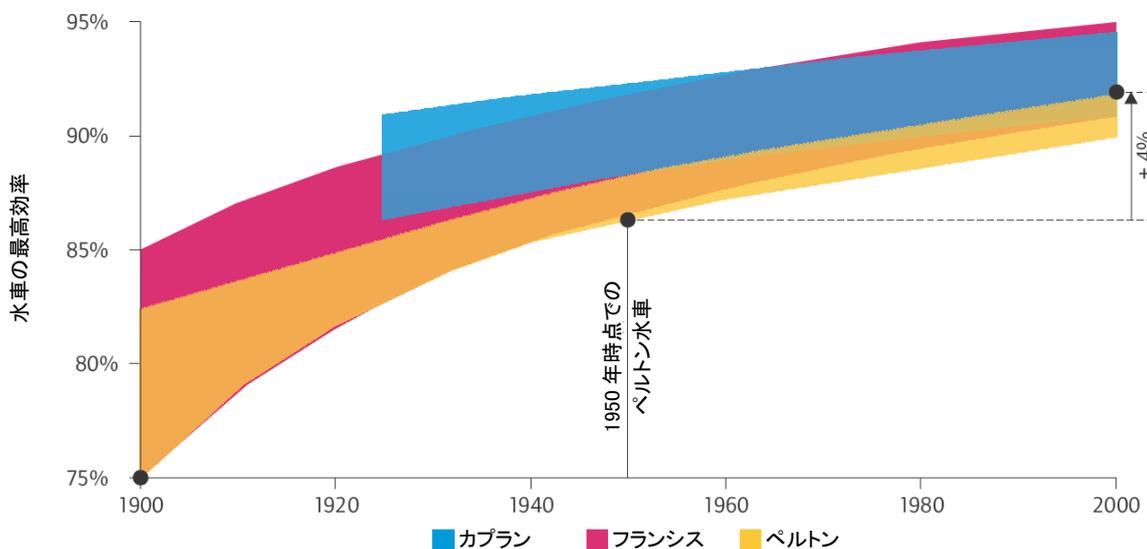
技術	時期
水車効率と環境パフォーマンスの一層の向上	2012-50
RCC (Roller Compacted Concrete) 工法ダムを開発	2012-30
開水路、管路および河川で利用できる低落差・流水駆動水車を開発	2012-30

水車の向上

水力発電用水車の水力学的な効率は年々徐々に向上しており、最新設備では90~95%に達している(図17)。これは、新規水車と、既存の水車を交換した場合の両方においてである(ただし、物理的制約による)。計算流体力学(CFD)が、流水特性とランナ設計最適化に関する詳細な検討を容易にしてくれた。こうした水車技術の絶え間のない改良は、次の要求事項が推進要因となってきた：

- 出力増強と効率向上
- 市場のニーズに適した運転の柔軟性拡大
- 稼働率向上と維持費低減(キャビテーション、ひび割れ、土砂摩耗による補修要求の低減)
- 環境パフォーマンスの向上：魚類の生存率を高める、水辺の小さな流れを効率的に取り扱うことを可能にする、そして許容可能な水質規格を維持する

図17：経年的な水力パフォーマンスの向上



出典：Stepan, 2011年

水力発電による環境影響の低減を直接目指す改良もある。魚類に優しい水車については先に述べた。通気水車は、追加の空気流を誘導するために、水車を通過する水流によって生じる低圧を利用している。これによって、溶存酸素の比率が高まり、ダム下流域での水生生物生息地を保護する(2011年3月)。河川への油漏洩の可能性を排除するため、オイルフリー水車では、オイルフリーのハブと水潤滑軸受を使用する。その他の利点としては、油入りハブが使用されている場合に比べて、保守が容易で摩擦が小さい。

材料性能の継続的な向上は、下記の要求事項が推進要因となってきた：

- 機器の寿命を延長し停止日数を短縮するため、キャビテーション、腐食および摩耗への耐性を高める。
- 材料の強度を上げることにより、ランナ重量を軽減し効率を改善する。
- より複雑な形状の機器製造が可能になることで、加工能力を改善して発電出力を増強する。

これによって、水車にはステンレス鋼材や耐腐食・耐摩耗の塗装を、建材には低コスト・高性能の繊維ガラスやプラスチック材をというように、実証済みの新資材を使用する割合が増えている。

管理上の改善

管理上の改善	時期
発電効率と環境パフォーマンスを上げるために経年発電所を増強または再開発	2012-50
既存のダムや水利用設備に水力発電所を追加	2012-30

この水力発電ロードマップのビジョンは、主に新たな水力開発に基づいて、発電容量と電力量の著しい増加を図ることである。ただし、その発電能力が長期間維持されエネルギー出力やサービスが現実的に増強されるよう、既存の水力発電所を管理することを最優先しなければならない。発電機能を持たない既存の水源施設に、水力発電能力を付加するためのあらゆる機会を検討することも重要となる。

水力発電機器は経年的に劣化が進行し、発電機巻線その他で使われている絶縁材の電氣的、機械的

流水駆動水車

流水駆動水車とも言われるインストリーム・フロー水車は、ダムや管理構造物によって作られる落差からではなく、主に自由流動水からのエネルギー変換に依存している。昨今潮汐エネルギーを捕える技術の研究と投資が急増し、既にプロトタイプが生産され、成功を収めている。これら水中装置の大半は、固定または可変のピッチ翼を使った横軸水車である。発電機は、直接駆動若しくは油圧式駆動、またはリムに設けられた固定子タイプがある。

土木工事での改良

新規水力発電プロジェクトの建設に関連する土木工事費は、プロジェクトの総費用の70%も占めることがあるため、計画、設計、建設のための方法、技術および材料には相当な改善の余地がある(ICOLD, 2011a)。RCCダムは、従来のコンクリート重力式ダムより貧配合のコンクリートを使用し建設されるため、工期が短くコストも安い。台形CSGダム(例えば、日本)では現地の材料が使用され、コストや環境影響を抑えている。近年トンネル掘削技術が改良され、特に小型プロジェクトではコストが軽減されてきた。

な劣化、それと水車の浸食・腐食、金属疲労などが主な原因となって、最終的には故障に至る。調整池や水路や機器に土砂が徐々に溜ると、水力発電所の能力は低下するだろう。それとともに、運転コストが収入を超過する、あるいは、主要機器の故障で発電が停止する。元々のサービス水準を維持するために、定期的な保守、および損傷し老朽化した機器の交換が必要である。増強には、魚類に優しい水車の導入により環境影響を低減させたり、異常洪水や地震に対応するため安全性を向上させる改修も含まれるだろう。

水力発電所の資産管理

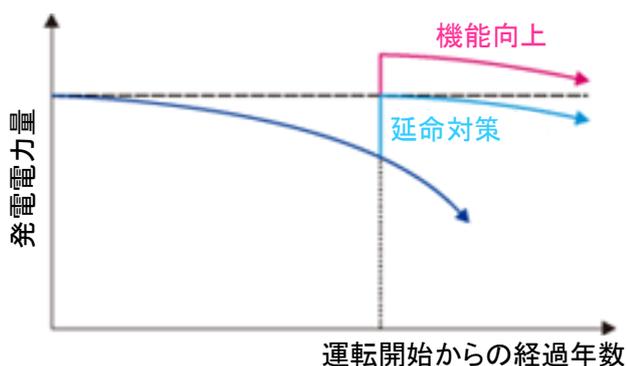
世界中で、多くの水力発電プロジェクトが長期にわたり運用されているが、その一部は、当初の性能や見込みをはるかに下回る実績しかあげていない。その長期的な価値をいかにして最大限引き上げるか判断することを、しばしば“アセットマネジメント”と呼んでいる（Nielsen and Blaikie, 2010）。

アセットマネジメントは、プロジェクトの全ライフサイクルを通して、最低のサービスコスト(COS)で資産を有効に維持するか、あるいは、必要とされるサービス水準(LOS)まで引き上げることを目指す。事業においては、資産ポートフォリオ全体を考察することを、戦略的アセットプランニングと呼んでいる。多くの公益事業者および電力会社が、妥当な運転・資本予算で、多角的な戦略的アセットプランニングの枠組みを構築している。

既存水力発電所の評価において、その状態、性能またはリスク因子が許容レベルに達していないことが示されれば、最適な対策を講じなければならない。専門家は対策を次の3項目に区分している：機器を当初の状態へ戻す、補修・改修・保守；性能と出力を増強させる、設備の近代化・更新・向上；そして、新しい発電所・設備・構造物を含む、再開発（Stepan, 2011）。

図18に示す通り、延命対策は、設備機能の向上を図る多くの機会を提供する。

図18：経年的な発電電力量の推移



出典：Lier, 2011年

設備の近代化

水力発電所が運開後30~40年に達すると、設備や機器の可能な改善策を調べなければならない。技術の進歩により、多くの水力発電所の性能、特に水車効率について改善できるようになってきた。また、追加的な流量が確保でき、構造物の対応が可能であれば、出力増強を検討することもできる。

多くの開発において、こうした改善の必要性への対応が進められている。電力市場の変化により、多くの区域においては、よりフレキシブルな運転ができるようになる必要が生じてきた。多様な再生可能エネルギーの適用拡大によって、水力発電所、特に揚水発電所から提供されるエネルギーサービスに対して多くの需要が生じてきた。

多くの場合、経年水力発電プロジェクトの近代化や更新は、新規プロジェクトの建設よりもコスト効率が高く、環境や社会への影響も比較的小さく、迅速に実施できる。機器（水車ランナ、発電機巻線、励磁システム、调速機や制御盤など）の交換により、効率が改善し、信頼性が向上し、フレキシビリティが増し、運転コストが安くなると考えられる。

全体的に、出力向上の可能性は、未更新の水力発電所で10~30%であろう。水車更新の財務的な正当性を示すものとして、4~8%の効率向上が維持されている（図17および18参照）。潜在的な技術の向上に関する概説は、EPRI（2006年）を参照されたい。

再開発

綿密な解析において、時に、既存の水力発電所を更新すべきとの結果が出る場合がある。その理由は、発電所が非常に古い、設備が旧式である、または改修費が高過ぎるなどである。そして、建設当時は小規模な発電所しか必要なかったが、今ではかなり大規模な水力発電所が可能であり、また必要とされているという事情もある。再開発を提案するに適した誘因は下記のとおりである：

- 非常に年数が経ち（40年以上）、旧式の設備
- 高い運転維持費
- 安全およびセキュリティ上の懸案
- もはや関連法規を満たせない

- より大きな落差と出力の新規開発で、1基以上の経年発電所をバイパスできる

経年水力発電所の再開発により、環境や社会への影響もほとんどなく、出力が大幅に増強された地点は多い。

既存の水源施設への水力発電の追加

世界に 45,000 カ所ある大規模ダムの大半は、洪水を制御するため、農業・灌漑・都市用水を貯水し利用するため、または、舟運・漁業・リクリエーション用に貯水池を利用するために建設された。

これら大規模ダムのうち、水力発電設備を備えているのはわずか約 25%であり、水力発電を主目的としているのは 12~13%に過ぎない (ICOLD, 2011b)。世界各地にある経年ダムに水力発電所を設置することは、市場の変化と技術の向上とが相まって正当化されるであろう。

加えて、水力発電は、用水路、堰、運河、その他の水路など、既存の水資源設備への適用が可能である。これらの設備は落差が非常に低い場合が多いため、特有の低落差 (インストリーム・フロー) 技術が必要となる。また、落差のある上下水道設備の改造による場合もある。

揚水発電技術のイノベーション

揚水発電技術の向上

時期

変動性を高めるため、揚水発電プロジェクトで可変速ポンプ水車を使用

2012-20

洋上のエネルギー資源 (風力、海洋) と共に、海水揚水発電所を開発

2012-50

通常の運転条件下では、水力発電用の水車は、速度、落差および流量によって規定されるポイントで最適化されている。一定速度での運転中に、落差や流量が変動すると、水車効率はやや低下する。可変速ポンプ水車機は広範な落差と流量で稼働し、揚水システムの経済性を引き上げる。加えて、可変速機は、負荷変動に対応し揚水モードでも周波数を調整する (固定速度の可逆式ポンプ水車の場合、発電モードでのみ調整する)。この可変速機は、より低いエネルギーレベルでも機能し続けるため、システムの安定化を支援しながら、調整池の安定した充水を実行する。また、機械、シール、軸受の損傷が減少する。

非常にフレキシブルな運転のために、いわゆる“3台一組のポンプ水車ユニット”は、単体の電動発電機を備えた単一軸を有しながら、ポンプと水車を分離している。同ユニットは一方向にのみ回転し、受電から発電へ急速に移行し、またその逆も可能である。

初の海水揚水発電システムは、1999年に日本の沖縄本島で開発され、海を下池として、断崖上の人工調整池を上池として使用している。海水を用

いて水車を運転することは、実証され成熟した技術である。フランスのランス川河口にある潮力発電所は約 50 年間稼働し続けている。非常に大規模なプロジェクトが、世界各地で検討されている。例えば、フランスでは、様々な GW サイズの発電所が、出力変動を伴う風力資源に恵まれているノルマンディとブルターニュに設置される見通しである (Lemperiere, 2011)。それぞれ、約 1 km² の土地を必要とする。

自然の傾斜地形がない場所では、完全に人造の海水または淡水の揚水発電システムを作ることも提案されてきた。オランダの Kema 社は、オランダ沖合の北海で“エナジー・アイランド”建設構想をさらに進めている。ここは、長さ 10 km、幅 6 km のエリアを囲む環状堰堤である (図 19)。内側の湖の水位は、海拔 -32~-40 m となる。電気料金が安価なときに水を汲み出し、電気料が高いときに水車で発電する。貯蔵容量は 12 時間ごとに 1,500 MW、すなわち 18 GWh である。また、堰堤上に風力タービンを設置し、陸上風力に近いコストで、洋上風力と同様の設備利用率を有する風力発電所を得ることも可能である。

図 19 : エナジー・アイランド構想



出典 : Kema, 2007

同様に、都合の良い起伏地形がなければ、平坦な土地に完全に人工の調整池を作ることも考えられている。ただし、そのコストは高くなる。ドイツでは、炭鉱開発会社である RAG 社が、2 通りの異なる新揚水発電所構想として、ボタ山の頂部に人工調整池を作るか、または立坑内へ注水することを検討している (Buchan, 2012)。

政策枠組み：

ロードマップにおける行動とマイルストーン

このロードマップでは、主にアジア、アフリカおよび南米において、エネルギーの安定供給、環境の持続可能性、および特に地域社会のための社会・経済的開発推進の探求を原動力に、2050年までに水力発電倍増の見通しを立てている。

この目標の達成に必要な行動は、政策枠組み、持続可能性とパブリックアクセプタンス、そして経済・金融に関する課題に関係する。

政策枠組みの設定／改善

このロードマップは以下の行動を提言する。	時期
国の水力インベントリを整備する。	2012-20
各国のエネルギー・水資源計画立案活動に関する選択肢の評価において水力発電を検討する。	2012-20
河川流域レベルでのエネルギー・水利用計画立案に水力開発を統合する。	2012-20
流域が国境を越える際には、水力開発の国際的協調を進める。	2012-20
経年水力発電所の更新と再開発、既存のダムおよび水路への水力発電所の追加など、水力開発の目標を設定する。	2012-20
最高レベルの持続可能性の要求事項を満たしつつ、許可プロセスを簡素化する。	2012-20
水力開発の目標を更新・調整する。	2012-50
水力発電所と揚水発電所を、出力変動を伴う再生可能エネルギーを実現させるものとして認識する。	2012-50
出力変動を伴う再生可能エネルギーの開発可能性を一層向上させるため、必要に応じて、既存の貯水池式水力発電所と揚水発電所の発電容量の増強を検討する。	2012-50

水力発電のポテンシャルを有する各国は、技術的、経済的、環境上、および社会的な実現可能性の観点から、水力ポテンシャルのインベントリ（流れ込み式、貯水池式、揚水発電）の整備または更新をすべきである。このインベントリは、環境、社会および経済的影響と、新規プロジェクトの利点に慎重に取り組むことにより、地点選定、即ち、河川流域の総落差を分配するための代替案の策定をカバーすべきであり、多目的開発および流域水資源の全ての潜在的ユーザーも含むべきである。

このインベントリはまた、機器の効率を向上させ、出力、容量、価値を高め、環境パフォーマンスを増進させるために、既存の水力発電所を改修、更新、増強するすべての事業機会を考慮に入れるべきである。現時点では、発電機能のない既存の水資源プロジェクトに発電設備を追加する条件について、検討することも重要である。水力発電所の所有者と運用者は、最前線でこの状況を確認すべ

きであるが、公的機関は、発電施設のないダムの特定と、水力発電を付加する可能性を評価することができるであろう。

短期的運用計画と長期的拡張計画の両方を考慮する際には、水力発電は、各国のエネルギー資源の選択肢評価に含められるべきである。水力発電の目標は、国の戦略的エネルギー計画と整合するよう、すべての懸案事項と国境にまたがる際の問題点を考慮に入れて、策定されなければならない。環境許可には、社会的問題や水使用権も入れた環境影響評価（EIA）を含めなければならない。このプロセスでは、水力は、他の再生可能エネルギーと同等に取り扱われ、全ての分析や議論に関与させられている。貯水池式水力発電と揚水発電が、風力や太陽光発電（PV）のような、出力変動を伴う再生可能エネルギーを統合する一助となり得ることが認識されなければならない。

これらの再生可能エネルギー技術の普及が進む際には、既存の貯水池式水力発電と揚水発電を増強する可能性についても検討すべきである。

各国における水力開発の進捗状況は追跡され、国際的なデータベースに記録されるべきである。

電化率の低い地域では、発電と水供給の改善において関連する利点があることから、小規模水力開発が奨励される。

既存の水力開発は、その発電容量の長期的な維持を確実にし、発電電力量とサービスの実現可能な増強を達成するよう、管理されなければならない。(大抵は、新規開発するより、改修の方が安価である。)

確実な持続可能な開発とパブリックアクセプタンスの獲得

このロードマップは以下の行動を提言する。	時期
流域のレベルでの持続可能性の基準について考察する。	2012-20
持続可能性へのアプローチ（計画書やガイドライン）を文書化する； 開発業者は達成度について定期的に報告すべきである。	2012-30
社会-経済的および環境へのマイナスの影響を回避し、最小化し、緩和または相殺する。	2012-30
貯水池式水力発電からの温暖化ガス排出量を監視し管理するためのツールを開発する。	2012-50
水力開発のプラスの影響について考察する。	2012-30
水力発電所の調和のとれた運転において、持続可能性の問題を検討する。	2012-20
気候変動に対抗し適合する上での水力発電の役割に関する情報を広める。	2012-50
水力発電および揚水発電開発の全段階において利害関係者と意見交換する。	2012-50

水力発電の持続可能な開発における最も重要な段階の一つが、河川流域のインベントリ調査で実施される落差分配の選択である。単一プロジェクトだけでなく、河川流域で開発可能な全プロジェクトに関する決定が下されると、水力発電のインベントリは特に重要となる。この段階において、持続可能性の基準が利用されるべきであり、社会・環境へのプラスの影響を最大化するとともに、水力開発と河川流域の水資源との相乗効果を生み出しつつ、社会・環境へのマイナスの影響をいかに最小化するか、明確な目標を提示する方法の作成が求められる。

開発業者と規制機関は、水力開発によって考えられるすべての影響について検討し、考慮に入れなければならない。水力発電計画の策定と実施、そして運用される間、マイナスの影響は可能な限り

回避されるべきである。回避できない影響については、最小化、緩和または補償されるべきである。環境影響（特に水質、野生生物、生物多様性に関するもの）および地元住民への社会・経済的影響が、これに該当する。開発業者は、認められている基準を反映するガイドラインか計画書を使用し、持続可能性の目標を満たす上での達成度合いについて定期的に報告することが必要である。

持続可能な水力開発に関するプラスの影響についても、特に他に可能性のある水・エネルギー管理の代替案との比較、および社会的向上と地域発展の推進という点において、検討しなければならない。環境の側面も含めて、費用と便益に関する評価についても、明確かつ広く知らせるべきである。

持続可能性の観点から、水力発電所の運転では、同じ河川流域の上流・下流にある水力発電所と調整のとれた運転と、相互に接続された電力系統内の他の発電所の運転について考慮しなければならない。例えば、総合運転では、流域間の水文学的相乗効果を考慮することにより、発電電力量を増やすことができる。

水力発電所の運用では、流域での他の水利用についても考慮すべきである。

最後に、開発者は、利害関係者および興味を持っている他の人々に、直接かつ適切な時期に情報を提供し続けなければならない。パブリックアクセプタンスには、利害関係者の関与は必要不可欠である。

経済性および財務上の問題点の克服

このロードマップは以下の行動を提言する。	時期
妥当な長期的収入フローを確保するため、電力市場を改革する。	2012-20
アンシラリーサービスとフレキシブルな発電容量を適切に評価する。	2012-30
水力発電の開発に基づくエネルギー以外のサービスを評価する。	2012-30
持続可能なプロジェクトに関する財務上の決定において、経済、環境/社会的側面、長期契約の枠組みについて十分考慮していることを確認する。	2012-50
水力発電の官民での受け入れを促進する。	2012-30
政府が水力開発を重要な戦略的選択として取扱い、その資金調達を政策要綱に含めていることを確認する。	2012-20
開発途上地域に必要な多くの適切な規模の水力発電プロジェクトを支援するため、有効な財政モデルを開発する。	2012-50
新たなリスク緩和型の公的融資制度を開発する。	2012-50
揚水発電所の揚水モードの送電料金を再検討する。	2012-20

多くの国で電力業界が自由化へと進むなか、民間での資金調達・運用・所有が好まれ、新規水力発電プロジェクトへの公的融資額は減少している。水力発電は、多くの再生可能エネルギー技術と同様、資本集約型事業である。水力発電プロジェクトには、長い建設期間と多額の先行投資コストが必要となる。

水力発電部門で最も差し迫った取組みの一つが、大規模水力に要求される急速な成長を可能にする事業モデルと融資制度の構築である。降雨パターンの変化から将来的な電気料金の不確実性に至るまで、開発事業者にかかる様々なリスクは緩和されなければならない。資本コストとリスクのレベルを下げるため、新興国では国の公的金融機関が、

開発途上国では国際的な融資機関が、民間金融部門との調整に参画しなければならない。

水力発電は、低炭素のエネルギーミックスとの関連でエネルギー安定供給への相当の寄与が可能であるが、これにも適切な融資制度の構築が求められるであろう。

電力市場の再編を進めている国々においては、水力発電所の開発者と、すべての側面(需要側管理、相互接続、フレキシブルな発電と貯蔵)でフレキシビリティに効果的に見返りを与える市場に対して、電気事業者が長期電力購入契約の申し出を行うよう、仕向けられる場合がある。アンシラリーサービス市場の創設と強化も、こうした取組みの一部となり得る。

補完技術への投資のタイミングにも注意が必要である。政策立案者は、再生可能発電技術の今後の普及計画を進めているが、その一方で、陸上風力発電や太陽光発電プラントは、電力系統で追加される変動性のバランスをとるために必要となり得る貯水池式水力発電や揚水発電に比べ、リードタイムがかなり短いということを認識していなければならない。

最も重要なことは、再生可能エネルギーの短期的な市場への影響は、スポット市場での電気料金を押し下げ、ピーク料金とベースロード料金とのギャップを小さくすることであり、その結果、揚水発電プロジェクトのビジネスモデルが弱体化し、それより小さな範囲ではあるが、貯水池式水力発電プロジェクトにもこの影響は及ぶことであろう。このことは、市場設計の改革と再生可能エネルギーの計画を同時並行、かつ一貫したやり方で実施しなければならないことを意味している。

結論：利害関係者の短期的行動

このロードマップは、気候変動を緩和する重要な技術である水力発電の持続可能な発展について詳細な分析ができるよう、G8 およびその他の政府からの要請に応えたものである。2050 年までに必要な温室効果ガス排出削減を達成するため、持続可能な開発、水資源の多目的な活用、技術開発および政策に基づく道筋が示されている。

IEA は、各国政府、産業界、および NGO 関係者とともに、こうしたビジョンの達成に向けた取り組みの進捗状況について、定期的に報告する。本ロードマップの行動と実施に関するさらに詳しい情報については、www.iea.org/roadmaps で閲覧されたい。

利害関係者

必要行動

中央および
地方政府

- エネルギー・水利用計画に水力発電を含める。
- 水力ポテンシャルの高い国のインベントリを作成する。
- 水力発電を目標に据えた開発計画を作成する。
- 水力発電による電力貯蔵とその他のアンシラリーサービスを適切に評価しつつ、フレキシブルな発電設備への十分な投資を確保できるよう電力市場を改革する。
- 水力発電を含む多目的開発のエネルギー以外への寄与分を妥当に評価する。
- 化石燃料への補助金を徐々に廃止する。
- 水力発電の GHG 削減効果を支持するための追加的手段として、炭素価格を導入する。
- 水力発電の開発を戦略的選択として取扱い、その資金調達を政府の政策要綱に含める。
- 官民による水力発電の受け入れ促進に投資する。
- 持続可能かつ妥当な水力発電プロジェクトの開発を対象に、合法かつ重要な環境および社会に対する懸案事項について、回避、最小化、緩和または補償する政策の枠組みを推進する。
- 水力発電プロジェクトのリードタイムを短縮するため、行政プロセスを簡素化する。
- 新たなリスク緩和型の公的融資制度を開発する。
- 国内外の開発銀行に水力開発への参加を呼びかける。
- 資本コストとリスクのレベルを下げるため、民間金融セクターとの調整に参画する。

産業界

- プロジェクト開発時に準拠する持続可能性へのアプローチを文書化する。
- 既存水力発電所の改修、更新または再開発について検討する。
- 既存のダムに水力発電設備を追加する実施可能性について評価する。
- 効率と環境パフォーマンスについて最新技術を導入する。
- 貯水池の堆砂を管理する。
- 貯水池からの GHG 排出を監視し管理するためのツールを開発する。
- 出力変動を伴う再生可能エネルギー源の大部分を統合し易くする技術を開発する。
- 調整のとれた水力発電所の運転において持続可能性の問題を検討する。

大学、他の研究機関	<ul style="list-style-type: none"> ● 水力発電の設計、開発および運転のすべてにおいて、教育と訓練のレベルを高める。 ● 若手の技師を支援する。 ● 気候変動が水資源と水力の発電電力量に与える影響、そしてプロジェクトによる長期の気候変動への影響を把握する。
非政府組織	<ul style="list-style-type: none"> ● 持続可能な水力開発の進捗状況と政策のマイルストーンを監視し、政府と産業界がプロジェクトを予定通り進めるために公表する。 ● 気候変動を緩和し、エネルギーの安定供給を高めるため、持続可能な水力のポテンシャルについての客観的な情報を提供する。
政府間組織、多国籍開発機関	<ul style="list-style-type: none"> ● 開発途上国が持続可能な水力開発を実施するのを支援するため、規制枠組みとビジネスモデルについてのキャパシティビルディングができるようにする。

略語

CDM :	クリーン開発メカニズム	LP :	事前ライセンス(ブラジルでは予備的環境許可)
CER :	認証排出削減量	LOS :	サービス水準
CH ₄ :	メタン	MME :	(ブラジルの) 鉱物エネルギー省
CO ₂ :	二酸化炭素	n.a. :	該当なし
COS :	サービスコスト	OECD :	経済協力開発機構
EIA :	環境影響評価	O&M :	運転・保守
EPC :	設計調達建設	NGO :	非政府組織
GHG :	温室効果ガス	PPA :	電力購入契約
GW :	ギガワット (10 億 W)	PSP :	揚水発電所 (またはプロジェクト)
HPP :	水力発電所	PV :	太陽光発電
HVDC :	高電圧直流	RoR :	流れ込み式
IEA :	国際エネルギー機関	SEA :	戦略的環境評価
IFI :	国際金融機関	TWh :	テラワット時 (1 TWh = 10 億 kWh)
IHA :	国際水力発電協会	WACC :	加重平均資本コスト
IPP :	独立系発電会社	WWF :	世界自然保護基金
LCA :	ライフサイクルアナリシス		
LCOE :	平準化発電コスト		

中南米における詳細な発電ポテンシャルの推定値

南米				
国名	年	水力 ポテンシャル (MW)	設備容量 (MW)	ポテンシャル量に 占める比率 (%)
アルゼンチン	2007	40400	9934	25%
ボリビア	2006	1379	484	35%
ブラジル	2010	260093	80703	31%
コロンビア	2007	96000	9407	10%
エクアドル	2008	30865	2064	7%
ギニア	2010	7600	n.a.	
パラグアイ	2003	12516	8350	67%
ペルー	2006	58937	3067	5%
スリナム	1994	2420	n.a.	
ウルグアイ	2006	58937	3067	5%
ベネズエラ	2002	46000	28725	62%
小計		583181	149227	26%
中米カリブ海				
国名	年	水力 ポテンシャル量 (MW)	設備容量 (MW)	ポテンシャル量に 占める比率 (%)
コスタリカ	2008	66 333	5 013	76%
キューバ	2002	650	43	7%
ドミニカ共和国	2010	2 095	472	23%
エルサルバドル	1995	2 165	486	22%
グアテマラ	2008	5 000	786	16%
ハイチ	2009	137	65	47%
ホンジュラス	2006	5 000	520	10%
ジャマイカ	2009	24	23	98%
メキシコ	2005	53 000	11 619	22%
ニカラグア	2008	1 767	109	6%
パナマ	2010	3 282	1 106	34%
小計		79 753	20 242	25%

出典：ラテンアメリカエネルギー機構（OLADE）およびブラジル電力研究所（CEPEL）の情報

参考文献

- AEA (2011), Study on the Integrity of the Clean Development Mechanism (CDM), EC DG Environment and Climate Action, http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/linking/docs/financial_report_en.pdf retrieved 1 August 2012.
- Altinbilek, D. et al. (2001), “Hydropower’s Contribution to Energy Security“, World Energy Congress, Rome.
- Bloomberg New Energy Finance (BNEF) (2012), Q2 2012 Levelised Cost of Electricity Update, 4 April.
- Bonnelle, D. (2012), personal communication.
- Branche, E. (2011), “Hydropower: the strongest performer in the CDM process, reflecting high quality of hydro in comparison to other renewable energy sources”, Paper presented at Hydro 2011, Prague, Cz.
- Brown, A., S. Müller and Z. Dobrotkova (2011), Renewable Energy – Markets and Prospects by Technology. Information Paper, November, OECD/IEA, Paris.
- British Petroleum (BP) (2012), Statistical Review of World Energy 2012, www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481 retrieved 1 August 2012.
- Buchan, D. (2012), The Energiewende – Germany’s Gamble, SP26, Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, UK, June.
- CDM Watch (2012), Hydropower Projects in the CDM, Policy Brief, www.internationalrivers.org/files/attached-files/120228_hydro-power-brief_lr_web.pdf retrieved 1 August 2012.
- CEA (Central electricity Authority) (2001), Preliminary Ranking Study of Hydro Electric Schemes I to III & V to VII Volumes), CEA, Government of India, New Delhi, October.
- CEPEL, Electric Energy Research Center (2008), “Sistema de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas – SINV 6.0 - Manual de Metodologia” In Technical Report DP/DEA – 1296/08.
- Costa, F.S., I.P. Raupp, J.M. Damázio, S.H.M. Pires, D.F. Matos, L.R. Paz, K. Garcia, A.M. Medeiros, P.C.P. Menezes (2011), “Hydropower Inventory Studies of River Basins in Brazil”, The International Journal on Hydropower & Dams, vol. 18.
- Dambrine, F. (2006), Perspectives de Développement de la Production Hydroélectrique en France, Ministère de l’économie, des finances et de l’industrie, Paris, MArch
- Deutsche Bank Climate Change Advisors (DBCCA) (2011), Hydropower in China: Opportunities and risks, October, London.
- EPRI (Electric Power Research Institute) (2006), Rehabilitating and Upgrading Hydro Power Plants - a Hydro Power Technology Round-Up Report, Volume 2 (2), EPRI, Palo Alto, CA.
- EPRI (2010), Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits, EPRI, Palo Alto, CA.
- Energinet (2012) Submarine cable to Norway - Skagerrak 4, www.energinet.dk/EN/ANLAEG-OG-PROJEKTER/Anlaegsprojekter-el/Sider/Soekabel-til-Norge-Skagerrak-4.aspx retrieved 1 August 2012.
- EURELECTRIC (2011), Hydro in Europe: Powering Renewables. Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC, Brussels.
- Fisher, R.K. et al. (2012), A Comparison of Advanced Pumped Storage Equipment Drivers in the US and Europe, Hydrovision International, Louisville, Ky, July.
- Gao, H. (2012), Personal communication. Centre for Renewable Energy Development, Energy Research Institute, Beijing.
- Granit, J.J., R.M. King and R. Noel (2011), “Strategic Environmental Assessment as a Tool to Develop Power in Transboundary Water Basin Settings”, International Journal on Social Ecology and Sustainable Development, Vol.2 N°1.
- Granit, J.J. and A. Lindström (2011), “Constraints and Opportunities in Meeting the Increasing Use of Water for Energy Production”, in A.Y. Hoekstra, M.M. Alday and B. Avril (Eds), Proceedings of the EST Strategic Workshop on Accounting for Water Scarcity and Pollution in the Rules of International Trade, Unesco-IHE (Institute for Water Education), Delft, The Netherlands.
- Hamududu, B. and A. Killingtvelt (2012), “Assessing Climate Change Impacts on Global Hydropower”, Energies, N°5, 305-322, February.
- ICOLD (International Commission on Large Dams) (2011a), Cost savings in dams, Bulletin Rough 144, www.icold-cigb.org
- ICOLD (2011b), World Register of Dams, www.icold-cigb.org/GB/World_register/world_register.asp.
- IEA (2011a), World Energy Outlook. OECD/IEA, Paris.
- IEA (2011b), Solar Energy Perspectives, OECD/IEA, Paris

- IEA (2011c), *Harnessing Variable Renewables: A Guide to the Balancing Challenge* OECD/IEA, Paris.
- IEA (2012a), *Electricity Information 2012*. OECD/IEA, Paris.
- IEA (2012b), *Medium-Term Renewable Energy Market Report*, OECD/IEA.
- IEA (2012c), *Energy Technology Perspectives 2012*, OECD/IEA.
- IEA Hydro (2000a), *Hydropower and the Environment: Effectiveness of Mitigation Measures*.
- IEA Hydro (2000b), *Hydropower and the Environment: Survey of the Environmental and Social Impacts and the Effectiveness of Mitigation Measures in Hydropower Development*.
- IEA Hydro (2000c), *Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Volume I: Summary and Recommendations*.
- IEA Hydro (2000d), *Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Volume II: Main Report*.
- IEA Hydro (2000e), *Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Volume III: Appendixes*.
- IEA and NEA (Nuclear Energy Agency) (2010), *Projected Costs of Generating Electricity – 2010 Edition*, OECD/NEA/IEA, Paris.
- IEA Wind (2011), *Integration of Wind and Hydropower Systems, Task 24 Final Technical Report*, www.ieawind.org/index_page_postings/task24/task%2024%20Vol1%201%20Final.pdf retrieved 1 August 2012.
- IHA (International Hydropower Association) (2010), *Hydropower Sustainability Assessment Protocol*, November, www.hydrosustainability.org/IHAHydro4Life/media/PDFs/Protocol/hydropower-sustainability-assessment-protocol_web.pdf retrieved 1 August 2012.
- IJHD (International Journal on Hydropower & Dams) (2010): *World Atlas & Industry Guide*. Wallington, Surrey, UK.
- Inage, S. (2009), *Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids*, IEA Working Paper, IEA/OECD, Paris.
- Ingram, E. (2009), “Pumped Hydro Development Activity Snapshots”, *Hydro Review* 17(6).
- IRENA (International Renewable Energy Agency) (2012), *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 1: Power Sector, Issue 3/5, Hydropower*. Working Paper, IRENA, June.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007), *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the IPCC: Technical Summary*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA.
- IPCC (2011), *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Special Report prepared by Working Group III of the IPCC: Executive Summary*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA.
- Kaikkonen, R., N.M.Nielsen & L.Nielsen (2010). *IEA Hydropower’s Update of Annex III: Hydropower and the Environment Hydropower ‘10*, Tromsø, Norway. 1st to 3rd February.
- Kema (2007), *Energy Island for large-scale Electricity Storage*, www.kema.com/services/ges/innovative-projects/energystorage/Default.aspx retrieved 1 August 2012.
- Lacal Arantegui, R., N. Fitzgerald and P. Leahy (2012), *Pumped-hydro Energy Storage: Potential for Transformation from Single Dams*, European Commission Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Petten, NL.
- Lempérière, F. (2008), “The Emerald Lakes: Large Offshore Storage Basins for Renewable Energy”, *Hydropower and Dams*, Issue One.
- Lempérière, F. (2010), *Most world energy will be guaranteed by P.S.P.*, Hydrocoop, September.
- Lempérière, F. (2011), *Stockage d’Energie par STEP Marines*, Hydrocoop, Paris.
- Lier, O.E. (2011), *Rehabilitation of Hydropower – an untapped resource? presentation at a Workshop on Rehabilitation of Hydropower*, The World Bank, 12-13 October, Washington D.C.
- MEA (Millennium Ecosystem Assessment) (2005), *Ecosystems and human well-being: Wetlands and water synthesis*. World Resources Institute, Washington, DC.
- Maceira, M.E.P. et al. (2002). *Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System*, XIV Power Systems Computation Conference, Seville, Spain.

- Maceira, M.E.P. et al. (2008). Ten Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agents Studies in Brazil – Description of the NEWAVE Program, XVI Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland.
- March, P. (2011), “Hydraulic and Environmental Performance of Aerating Turbine Technologies,” Proceedings of EPRI/DOE Conference on Environmentally-Enhanced Hydropower Turbines: Technical Papers, Palo Alto, California: EPRI, Report No. 1024609, December.
- Melo, A.C.G., M.P. Zimmermann, M.E.P. Maceira, and F.R. Wojcicki (2012), Sustainable Development of Hydropower in Brazil – Technical and Institutional Aspects, 49, 2012 Session of the CIGRÉ - International Council on Large Electric Systems, Paris, France, 26th to 31st August.
- MME/EPE (Ministry of Mines and Energy/Energy Research Company) (2007), Brazil’s National Energy Plan - PNE 2030. Available for download at www.mme.gov.br.
- MME/EPE (2011), Brazil’s 10-year Energy Plan 2020 - PDE 2020”, Available for download at www.mme.gov.br.
- MME/CEPEL (Ministry of Mines and Energy/Electric Energy Research Center) (2007), Manual for Hydropower Inventory Studies of River Basins - 2007 Edition. Available for download at www.cepel.br.
- Mirumachi, N. and J. Torriti (forthcoming), “The Use of Public Participation and Economic Appraisal for Public Involvement in Large-Scale Hydropower Projects: Case Study of the Nam Theun 2 Hydropower Project”, Energy Policy, forthcoming.
- Nielsen, N.M. and N.K.Blaikie (2010) Best Practice Management of Hydroplant Overhaul and Retrofits. ASIA 2010. Kuching, Sarawak, Malaysia 29th and 30th March.
- NREL (National Renewable Energy Laboratory) (2009), “Scenario Development and Analysis of Hydrogen as a Large-Scale Energy Storage Medium”, presentation at the RMEL meeting, Denver, US, 10 June.
- Pittock, J. (2010), “Viewpoint - Better Management of Hydropower in an Era of Climate Change”, Water Alternatives 3(2): 444-452.
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) (2011), Renewables 2011 Global Status Report. Unep, Paris.
- Steffen, B. (2012), Prospects for pumped-hydro storage in Germany, Energy Policy n°45: 420-429
- Stepan, M. (2011), The 3-Phase Approach, presentation at a Workshop on Rehabilitation of Hydropower, The World Bank, 12-13 October, Washington D.C.
- Verarga, W. and S.M. Scholz (eds.) (2011), Assessment of the Risk of Amazon Dieback, The World Bank Group, Washington D.C.
- WCD (World Commission on Dams) (2000), Dams and Development – A New Framework for Decision-Making, Earthscan, London, November.
- World Bank (2003), Water Resources Sector Strategy, The World Bank Group, Washington D.C.
- World Bank (2009), Directions in Hydropower, The World Bank Group, Washington D.C.

本文書に含まれる資料および地図はいかなる地域に対する地位あるいは主権、
国境の画定、いかなる領域、都市、地域の名称を侵すものではありません。

IEA Publications, 9 rue de la Fédération, 75739 PARIS CEDEX 15
PRINTED IN FRANCE BY CORLET, OCTOBER 2012

Front cover photo (large): © GraphicObsession
Front cover photo (small): © malerapaso/Getty Images
Back cover photo (large): © GraphicObsession
Back cover photo (small): © GraphicObsession

本文書に使用された用紙は、PEFCの生態的、社会的および倫理的基準を尊重して作成されたもので、
森林認証プログラムの認証を受領しています。PEFCは独立の第三者機関による認証を通じて、
持続可能な森林管理の促進に専念する非営利および非政府の国際組織です。





International
Energy Agency

Online bookshop

Buy IEA publications
online:

www.iea.org/books

PDF versions available
at 20% discount

Books published before January 2011
- except statistics publications -
are freely available in pdf

International Energy Agency • 9 rue de la Fédération • 75739 Paris Cedex 15, France

iea

Tel: +33 (0)1 40 57 66 90

E-mail:
books@iea.org

2010

2015

2020

2025

2030

