

2.2 既設ダムを活用した水力発電事業の促進

はじめに

近年、再生可能エネルギーの導入は、太陽光発電、風力発電が急速に進む一方、水力発電、地熱発電のように供給見通しを大幅に下回る電源もあり、これらの更なる導入促進が求められている。このような状況を鑑み、本節では賦存量が大きい水力発電導入に向けた課題を把握するとともに、その促進策を提案する。

本節の執筆に当たって、兵庫県県土整備部、同青野ダム管理所、和歌山県二川ダム管理事務所、和歌山県有田川町役場、一般社団法人電力土木技術協会、全国小水力利用促進協議会から貴重なお話をお聞かせいただいた。ここに、深く感謝の意を表する。

2.2.1 水力発電の推進策

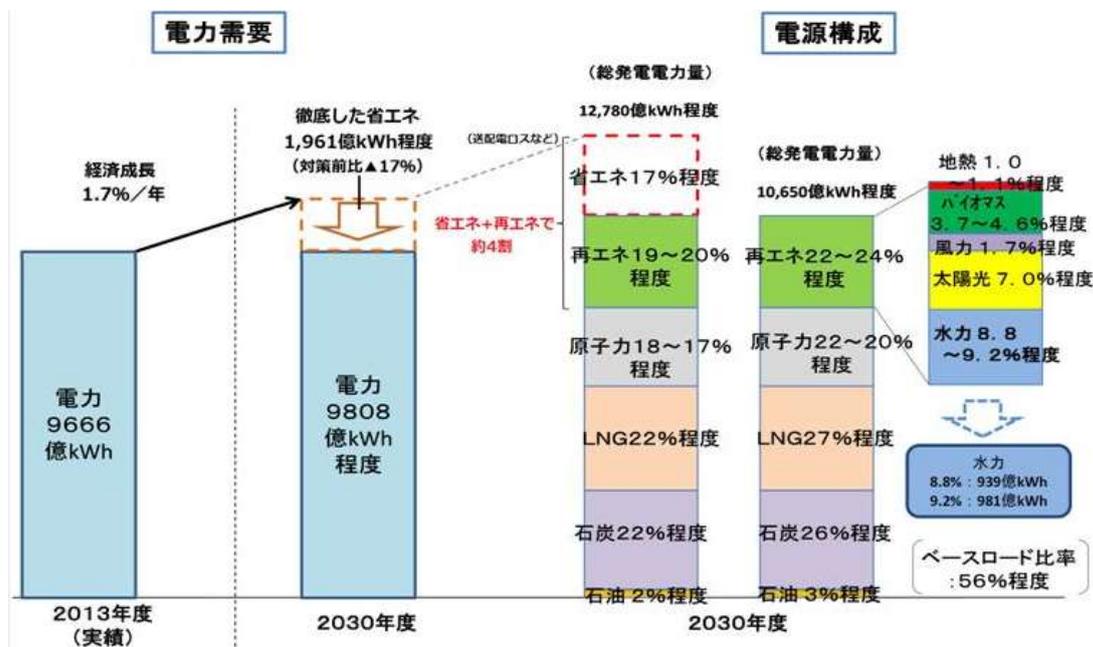
1888年に宮城紡績会社によって仙台市青葉区に設立された三居沢発電所が、記録に残る日本で最初に建設された水力発電所である。その後、只見川、北上川、球磨川などにおいて、大規模な電源開発が行われ、水力発電は国土の総合的な開発、利用及び保全、電力の地域的な需給の調整に貢献するとともに、我が国におけるダム技術の向上にも役割を果たしてきた。水力発電は健全な水循環が保全される限り、繰り返し利用が可能でCO₂排出量が小さいクリーンエネルギーであり、持続的発展が可能な社会づくりの実現に向けてその促進が期待されている。ここでは、その推進策について、説明する。

(1) エネルギーミックスの電源構成について

エネルギーには、「3つのE（エネルギーの安定供給、経済効率性の向上、環境への適合）+S（安全性）」を満たすことが求められる。経済産業省は、2018年7月3日にエネルギー需給に関する政策について、中長期的な基本方針を示す「第5次エネルギー基本計画」を発表した。図表2-2-1は、基本計画で示されているエネルギーミックスを表したものである。2030年度の電源構成は、火力56%、原子力20~22%、再生可能エネルギー22~24%と想定されており、このうち、水力発電は、8.8~9.2%程度の電力を担うものと期待されている。再生可能エネルギーについては、温室効果ガスの発生を抑制しエネルギー自給率を押し上げることから、コスト面を見極めつつ、各電源の特性に応じながら、全体として最大限の導入を目指すこととされている。具体的には、立地等の制約はあるものの、安定運用が見込まれる地熱発電、水力発電、バイオマス発電について最大限の導入を図りつつ、自然条件による出力の変動が大きく、調整電源として火力を伴う太陽光発電、風力発電については、電力コスト全体を引き下げる範囲での

導入が見込まれている。

図表 2-2-1 長期エネルギー需給見通し



(出典) 経済産業省資源エネルギー庁ウェブサイト

(2) FIT について

東日本大震災及び福島第一原子力発電所における事故を経て、中長期的に脱原子力依存を進めていくためにも再生可能エネルギーに対する期待は高まっている。再生可能エネルギーを用いる発電投資の回収の不確実性を低減させ、これらに対する投資を促すことで再生可能エネルギーの導入拡大を加速化させるため、2012年7月に「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法 (FIT 法)」が施行され、「固定価格買取制度 (Feed-in Tariff。以下「FIT」という。))」が導入された。

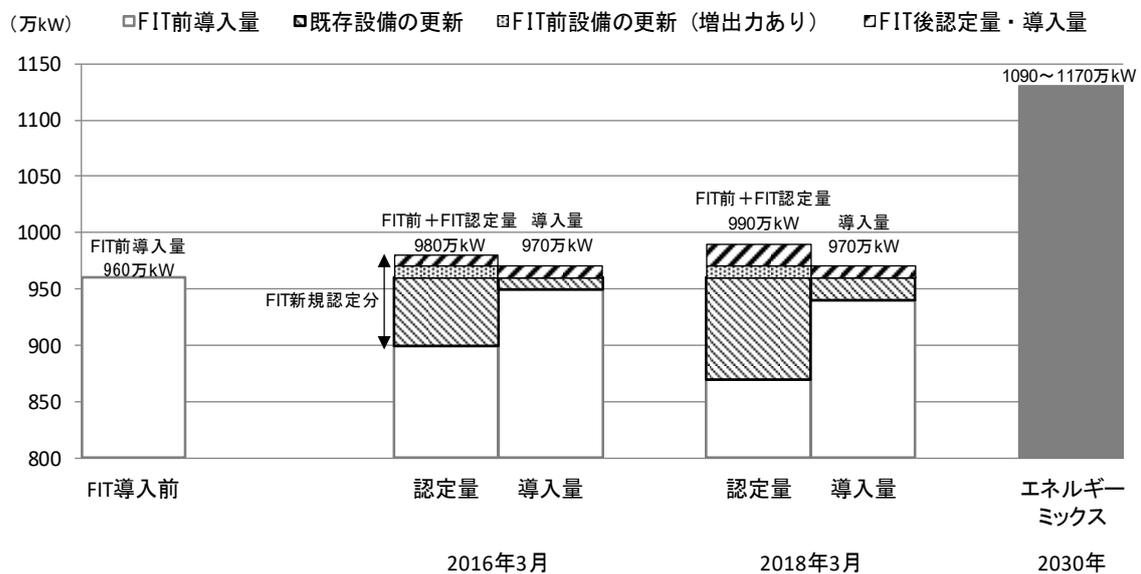
この制度は、国による認定制度を設け、太陽光、風力、中小水力、地熱及びバイオマスの5つのいずれかを使う発電設備で発電された電気を、法令で定められた期間 (通常 20 年間)、電力会社等が当該設備を維持運営する発電事業者から一定価格で買い取ることを約束する制度である。電気事業者が中長期での買取価格を見通し、事業計画を立てやすくなることにより、新規事業参入の促進が意図されている。電力会社等が発電事業者から買い取る費用については、電気利用者が賦課金という形で負担する仕組みとなっている。本制度導入後の再生可能エネルギー等による設備容量は、制度が導入された 2012 年以降、年率平均 22%の伸びを示しており、本制度が再生可能エネルギー導入推進の原動力となっている。

しかし、急激に再生可能エネルギーの導入が進む一方で、本制度の抱える課題も顕在化して

きた。具体的には、太陽光発電への電源の偏り、未稼働案件の増大、国民負担の増大などである。太陽光発電は他の再生可能エネルギーと比べてリードタイムが短く、事業計画が立てやすいため、事業化が先行した。その結果、FIT 開始以降に導入された再生可能エネルギーの大部分は太陽光であり、他の再生可能エネルギーの導入は低調である。また、太陽光発電では、FIT の認定を得ながら稼働していない未稼働案件が多数あり、その中には設備価格の下落を待っている案件や、認定の権利を転売する案件も存在する。このような未稼働案件の滞留は、系統問題を悪化させるなどして後発事業者の参入を妨げかねない。また、FIT に基づく買取費用は賦課金として電気利用者が負担してきたが、買取価格は諸外国に比べて高額なため、賦課金が急激に増大しているという問題もある。

図表 2-2-2 は、水力発電の FIT 認定量・導入量のグラフである。2030 年のエネルギーミックスで示されている導入目標 1,090~1,170 万 kW に対して、FIT 導入前の導入量は 960 万 kW であるが、FIT 導入以降の導入量は 10 万 kW ほどにとどまっている。その要因は複合的なものではあるが、主に、初期投資額が大きく採算性の確保が難しいこと、調査計画、設計、施工に長期間を要すること、水利権許可の申請手続が地元調整を含めて煩雑であること、送電設備の容量が不足しており、いわゆる系統制約があることなどが挙げられる。

図表 2-2-2 中小水力発電の FIT 認定量・導入量



(出典) 全国小水力利用推進協議会資料「小水力発電の最近の状況と課題」(2018年12月)を基に当研究所にて作成

このような状況を受け、再生可能エネルギーの適切な開発のために 2016 年 5 月に、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法 (FIT 法) 等の一部を改正する法律 (以下「改正 FIT 法」という。) が公布され、2017 年 4 月に施行された。

太陽光発電以外の再生可能エネルギーの導入が進まない要因の1つとして、リードタイムの長さに加えて、買取価格が年度ごとに設定されるため経済性の検討が難しい点があった。改正FIT法では、複数年度の買取価格が提示されるように変更されたほか、電源ごとに中長期的な価格目標が示されるようになったことで、再生可能エネルギーを導入する事業者が中長期的な見通しを立てられるようになり、バランスの取れた再生可能エネルギー導入が期待される。

認定制度についても見直しがなされ、未稼働期間が長期に渡るものに関しては認定の取消を規定するなど、未稼働案件の排除及び新たな未稼働案件の発生防止が図られた。また改正前のFIT法では認定対象を設備としていたが、認定対象を事業計画とすることで、事業者が長期安定的に発電を継続することを前提とした認定制度に変更された。

さらに、改正FIT法では、増大する国民負担への対策として、再生可能エネルギーを将来的にコスト競争力のある電源とするために、入札制度の導入が定められた。入札は、事業者が1kWhあたりの単価と発電出力について入札し、安価な入札者から順次、募集容量に達するまでを落札者とし、応札額を調達価格とする方式（pay as bid方式）で行われる。既に発電の事業化が進んでおり、十分な数の事業者が存在する事業用の太陽光発電（2,000kW以上）から入札が実施され、既に5回の入札が行われている。

2,000kW以上の事業用太陽光発電を対象とした第1回の入札では、上限価格を公表し入札を行った結果、応札量が募集容量を下回り、上限価格での落札者も存在した。その結果を受けて、第2回の入札では上限価格を非公表としたが、入札者全員が上限価格より高く入札し、落札者ゼロとなった。2018年に行われた第3回の入札では、募集容量196.96MWすべてが落札され、落札価格は、14.25～15.45円/kWhとなった。2019年度には対象出力を2,000kW以上から500kW以上に拡大して第4回、第5回の入札が実施され、第5回の落札価格は10.99～13.00円/kWhとなった。2016年度のFIT買取価格24円/kWhと比べ大幅に安くなっているものの、諸外国と比べると依然高く、更なるコスト低減が求められている。

2019年度のFITにおけるその他の太陽光発電の買取価格は、10kW以上500kW未満は14円、10kW未満の住宅用太陽光発電は、出力制御対応機器設置義務の有無により、それぞれ26円、24円とされている。なお、2020年度の買取価格は、2020年2月現在未定である。バイオマス発電の一部でも、2018年12月から入札が実施されており、風力発電についても、一般海域の海域利用ルール整備に合わせてルールが適用される着床式洋上風力の一部が2020年度から入札制に移行されることになっており、その他の区分でも入札制の導入が検討されている。

図表2-2-3は、FITにおける買取価格の変遷をまとめた表である。太陽光発電やバイオマス発電の一部のように、FIT法改正以降は入札制に移行した電源もあり、水力発電や地熱発電でも、FITからの中長期的な自立化を目指すとされている。しかし、これらは地域の資源を活用した発電であり、地域と共生を図りつつ事業を実施することが望ましく、全国で一律に価格競争を行う入札制にはなじまない可能性がある。

また、経済産業省は、発電コストが低減している太陽光発電や風力発電については、FITを

将来終了する方針である。買取費用の増加により、消費者の負担が高まっているため、新たな競争入札制度を導入してコスト低減を進めるべく、2020年にも関連法を改正する予定である。新たな制度では、ドイツなど欧州各国がFITの代わりに進めている方式を取り入れ、50～100kW超の太陽光発電や風力発電の事業者には、自ら販売先を見つけたり、電力卸市場で売ったりすることを求める方針である。この場合、卸市場での電力価格が急落し、基準価格を下回った場合は国がその分を補填する。この措置を受けられる事業者は基準価格に関する競争入札で選ぶこととし、入札に参加する事業者は、発電コストを考慮しながら、基準価格を決定し、経済産業省はその価格が低い順に一定数の事業者を認定する。

図表 2-2-3 FITにおける買取価格の推移

電源 【調達期間】	2012 年度	2013 年度	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	価格目標	
事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円 27円 ^{※1}	24円	入札制 (2,000kW以上) 21円 (10-2,000kW)	18円 (10-2,000kW)	14円 (10-2,000kW)	入札制 (500kW以上)			7円 (2025年)	
住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円 ^{※2}	31円 33円 ^{※2}	28円 30円 ^{※2}	26円 28円 ^{※2}	24円 26円 ^{※2}				卸電力 市場価格 (2025年)	
風力 【20年】	22円(20kW以上) / 55円(20kW未満) (2017年度以降は20kW以上21円)						20円	19円	18円				8～9円 (2030年)
	36円(洋上風力(新床式・浮体式))						18円 (洋上風力)	17円	16円				
バイオマス 【20年】	24円(バイオマス遗体燃料) (2017年度以降は20,000kW以上19円)						入札制						FIT制度 からの 中長期的な 自立化を 目指す
	24円(一般木材等) (2017年度以降は20,000kW以上19円)						入札制 (10,000kW以上)						
	32円(未利用材)						24円 (10,000kW未満)						
							32円 (2,000kW以上)						
							40円 (2,000kW未満)						
地熱 【15年】	26円 (15,000kW以上・新設)						20円 (15,000kW以上・リプレース (全設備更新型))						
							12円 (15,000kW以上・リプレース (地下設備流用型))						
							40円 (15,000kW未満・新設)						
							30円 (15,000kW未満・リプレース (全設備更新型))						
水力 【20年】	24円 (1,000-30,000kW・新設)						20円 (5,000-30,000kW・新設)						
							27円 (1,000-5,000kW・新設)						
							12円 (5,000-30,000kW・既設導水路活用型)						
							15円 (1,000-5,000kW・既設導水路活用型)						
	29円 (200-1,000kW・新設)						21円 (200-1,000kW・既設導水路活用型)						
	34円 (200kW未満・新設)						25円 (200kW未満・既設導水路活用型)						

※3 新発電機は、設置後も高めて、持続可能性に関する専門的・技術的な検討において持続可能性の検証方法が決定されたもののみをFIT制度の対象とし、この専門的・技術的な検討の結果を踏まえ、調達価格算定委員会にて取扱いを検討。
 ※4 石炭発電機について、一般木材等、未利用材、建設資材廃棄物との区別を行うものは、2019年度よりFIT制度の対象認定対象とならないことを明文化し、2018年度以降に認定を受けた者が設置年度の適用を受ける場合はFIT制度の対象から除外。
 一般廃棄物その他バイオマスとしての区別を行うものは、2021年度よりFIT制度の対象認定対象から除外、2020年度以降に認定を受けた者が設置年度の適用を受ける場合はFIT制度の対象から除外。

(出典) 経済産業省資源エネルギー庁ウェブサイト

また、水力発電については2014年度に、FITの対象範囲が拡大された。従来は、発電のための導水路等土木設備及び発電機等電気設備の両方を新設・更新する場合のみ、FITの対象となっていたが、2014年度より既設導水路活用型の調達区分が新設され、土木設備は据え置き、電気設備と水圧鉄管を追加・更新し事業を行う場合も、FITの対象となった。一般に土木設備は更新期間が長く、電気設備は更新期間が短い。この新たな調達区分により、長寿命化が期待される土木設備を有効活用しつつ、FIT買取価格での売電が可能となった。

(3) 河川法に基づく水利使用許可に関する規制緩和

河川法が適用される河川区間において水力発電を事業化するに当たっては、河川法第23条に基づく水利使用の許可（水利権）が必要であり、取水施設等を設置する場合には、河川法第24条及び第26条に基づく許可が必要である。また、普通河川区間において水力発電を事業化する場合には、国有財産法又は地方公共団体の条例に基づく許可が必要である。かつて、河川法に基づく許認可においては、河川流量データ、水利計算書、構造計算書、設計図など詳細な書類の提出の他、下流利水者、漁協などの関係河川使用者の同意又は説明、関係行政機関との協議や意見聴取が必要であり、水力発電を実施する事業者にとって相当の事務量となるとともに、許可取得までに長期間を要してきた。国土交通省では、2005年以降、河川法改正を含めて1,000kW未満の小水力発電の水利使用手続の簡素化、円滑化等を実施したので、以下にその概要を示す。

①従属発電についての登録制の導入

小水力発電では、既に水利使用の許可を得た農業用水等を利用して、水路に発電機を設置して発電を行う場合もあり、こうした他の水利利用に完全に従属する発電を従属発電と呼ぶ。従来は、従属発電であっても農業用水等とは別に水利使用の許可が必要であった。しかし、従属発電は、農業用水等の取水管理に従属して行う発電であり、河川の流量等に新たな影響を与えるものではないため、2013年に河川法が改正され、許可制に代えて新たに登録制が導入された（2013年12月11日施行）。導入された登録制の内容は次のとおりである。

- ・ 審査要件、審査内容の明確化（一定の要件を満たせば全て登録）
- ・ 関係行政機関との協議、意見聴取や関係河川使用者の同意が不要
- ・ 申請書類の簡素化（水力発電計画の概要、発電に使用する水量の根拠のみ）

②小水力発電に係る許可権限の委譲

小水力発電の水利使用について、2013年に水利使用区分が見直され、小水力発電については、関係行政機関との協議等は不要とされ、一級河川指定区間では、国土交通大臣から都道府県知事等に対して許可権限が委譲された（2013年4月1日施行）。なお、このうち200kW以上1,000kW未満の準特定水利使用については、地方整備局長の認可を必要とし、一級河川直轄区間では国土交通大臣が、二級河川では都道府県知事が、出力の規模によらず、それぞれ許可権者となる。

③手続の簡素化

(a)従属する水利使用

他の水利使用に従属する水利使用の許可手続に関して、以下の申請書の添付図書を省略す

る簡素化が実施された（2005年3月28日周知）。

- ・河川流量の確認資料
- ・発電のための取水が可能かどうかの計算書
- ・治水・利水・環境への対策
- ・発電施設の構造計算書、設計図
- ・関係河川使用者の同意書

(b)非かんがい期等における小水力発電の水利使用

2013年には非かんがい期等における小水力発電のための新たな水利使用許可について、手続の簡素化が以下のとおり実施された。

- ・設備容量に余裕のある水力発電において最大取水量や最大使用水量を変更する場合について、河川環境や河川使用者への影響に変更がない場合、申請の際に必要な添付資料は変更に関する事項を記載したもので可とされた。
- ・非かんがい期等における小水力発電のための新たな水利使用許可手続について、河川管理者等の調査結果を添付書類として活用できるなど、6点の簡素化がなされた。

(c)慣行水利権に係わる小水力発電の水利使用

慣行水利権に係わる小水力発電について、期別の取水量が明確であり、従属関係が確認できるものについては、2013年に登録制の対象とされた。

2.2.2 水力発電と地域振興

FIT を活用して導入された水力発電のうち、ここでは、ダム所在地市町村の振興に配慮した特色ある水力発電として、有田川町営二川小水力発電所を取り上げる。

(1) 有田川町営二川小水力発電所の建設

和歌山県有田川町では、和歌山県が管理する有田川水系二川ダムから放流する河川維持流量を活用して小水力発電に取り組んでいる。そして、余剰電力の売電により得られた収益を後述する基金に積み立て、これを活用した施策を展開している。通常、ダムを活用した水力発電は、電力会社、県企業局、あるいはダム管理者である国土交通省や県の自家用発電として実施されるが、ここでは、地元自治体が自ら発電に参画し、収益を活用しつつ環境保全、防災対策を推進するとともに、ダムの水没による過疎化に悩む中山間地域の振興を図っており、その施策は先進的である。以下にその概要を説明する。

二川ダムは、洪水調節と発電を目的として 1966 年に完成した多目的ダムであり、ダム下流 7km の地点に関西電力がダム水路式発電を行う岩倉発電所を保有している。ダムから下流 7km に及ぶ減水区間¹においては、川の水質が悪化して、周辺地域に悪臭が漂う状態となったため、これを解消するため、1998 年に 0.7 m³/s の維持流量放流が開始された。二川小水力発電所は、図表 2-2-4 に示すとおり、維持流量放流設備の途中から管路を分岐させて発電用水を導水し、その先に新たに発電所を建設し、水力発電を行うものである。

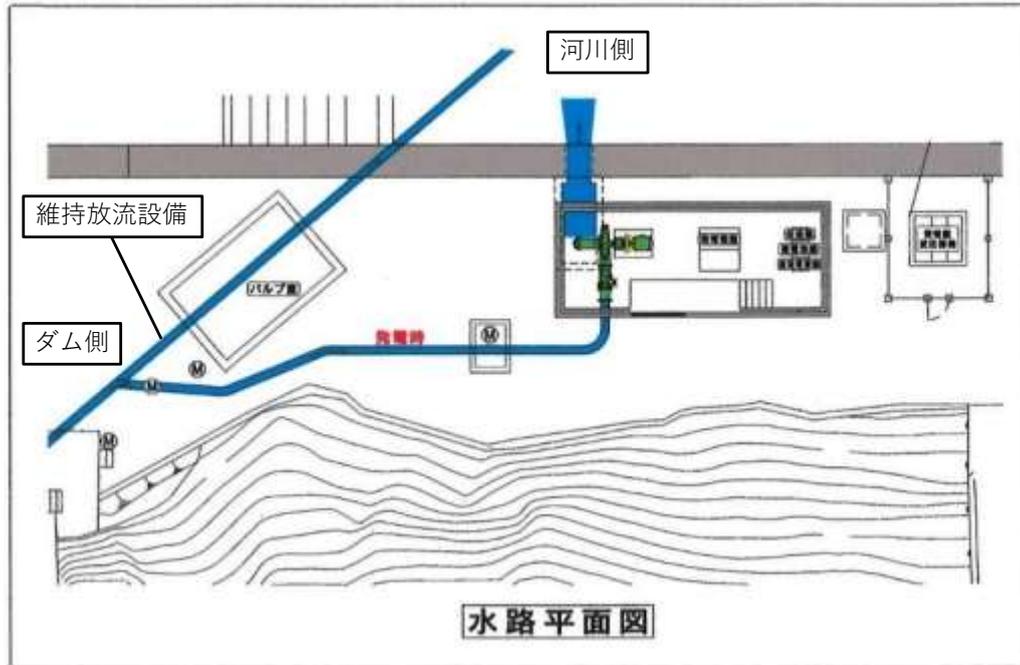
完成した多目的ダムに後から発電参加する場合、小水力発電事業者は、バックアロケーション²と呼ばれる、維持流量放流設備費用を含めたダム建設費を対象とした、応分の費用負担を行う必要がある。通常、その負担割合は、特定多目的ダム法施行令第二条で定める分離費用身替り妥当支出法を準用して算定している。維持流量放流設備の場合、費用負担は水量割合によることが取り決められており、二川ダムの場合は放流設備の残存価額の 50% に相当する莫大な費用負担が必要となり、ダム本体の費用負担と併せれば非常に高額な負担となるため、小水力発電事業の経営は成り立たないと有田川町は考えた。ただし、県管理ダムは、河川法第 17 条に規定する兼用工作物であり、多目的ダムに参加する事業者全てが費用負担方法に合意すれば、小水力発電事業の多目的ダムへの参加は可能となる。このため、有田川町では、治水負担である維持流量放流設備を活用した発電であることから、和歌山県の理解を得て、ダム本体と一体となった費用負担を行うこととし、有田川町の負担は、放流設備の残存価額の 0.3% に相当する 200 万円の負担に留め、発電事業の費用対効果を確保した。この他、運転開始後の水利使用

¹ 発電のための取水により、河川流量が少なくなる区間。

² ダムを建設する時、利益を得る者が建設費用を負担すべきとする原則を、ダム建設後にダムに参加した利用者に適用すること。

料も免除されている。

図表 2-2-4 維持流量を活用した水力発電の工事例（二川ダム）



(出典) 有田川町提供資料を基に当研究所にて作成

以上、費用負担に関する和歌山県の配慮により、有田川町が企画した小水力発電は、建設に移行することとなった。水力発電所は、資源ごみ収集運搬業務の契約方式を入札制に移行したことによる収入などを活用して建設された。有田川町では、かつて家庭ごとに収集する資源ごみ収集運搬業務を随意契約により行い、年間約 3,200 万円を支出していた。これに対して有田川町は、地区ごとにゴミステーションを設置し、自治会がこれを管理するとともに、住民が徹底して分別を行うこととした。収集箇所が 700 か所から 200 か所に簡素化され、資源ごみ化が進んだことから、契約方式を入札制に移行したところ、2008 年以降は、逆に年間 260 万円ほどの収入が得られている。従前と比べると、財政上約 3,400 万円の収入増であり、これらを活用して二川小水力発電所は建設された。

(2) 売電収入と基金の活用

運転開始後、二川小水力発電所は、関西電力への売電により、2016 年度、2017 年度には約 4,400 万円以上、渇水があった 2018 年度でも 3,700 万円以上の収益をもたらしている。

有田川町は、豊かな自然環境の保全・活用を推進し、自然と共生する町づくりを進め、循環型社会の構築と自然エネルギーの推進に資する事業に必要な財源を確保するため、2016 年 3

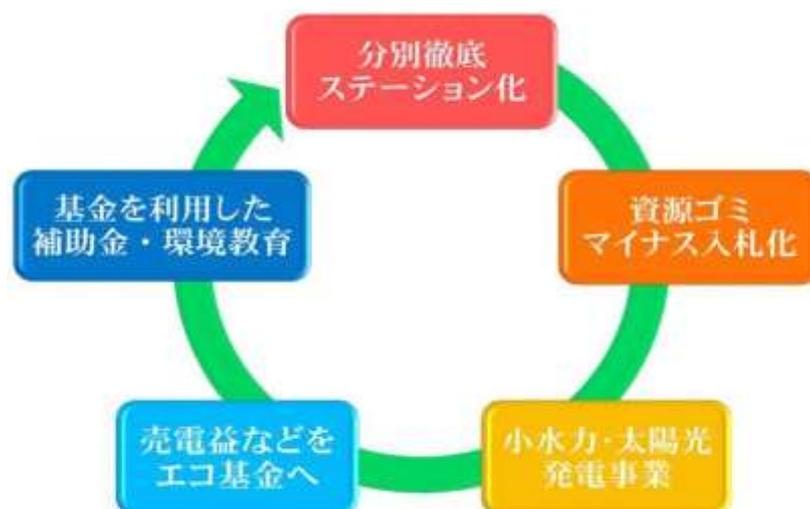
月に「循環型社会の構築と自然エネルギー推進基金」を設け、自然エネルギーを利用した発電施設による売電収入を積み立てることとした。現在基金には、太陽光発電設備や二川小水力発電所等による売電収入及び前述の資源ごみ収集運搬業務の入札による収入等が積み立てられている。

基金は、町民が太陽光発電設備や太陽熱温水器、生ゴミ処理製品を設置する際の補助金や生ごみを堆肥化するコンポスト容器の無償貸与制度の原資に用いられているほか、街灯のLED電球への切り替え費用、町内の環境教育や台風等の災害時の停電に対処する非常用電源設備の設置にも活用されている。これらの補助金やコンポスト容器の無償貸与は住民にも多く利用されており、2010年度から2018年度までの間に、住宅用太陽光発電設備は409世帯、太陽熱温水器は199世帯に設置されている。この結果、前者の年間発電量は279.5万kWhに上り、また後者では年間4万5,000ℓの灯油の節約につながっており、合計で約1,450t以上のCO₂排出量を削減している。

また、基金を活用して非常用電源設備も設置されている。通常時は昼間に太陽光パネルによる発電を蓄電し、夜間にはこの電力を活用した防犯灯として機能するほか、非常時には携帯電話の充電等にも利用できるなど、災害時に停電が発生しやすい山間地では、安定した電源の確保策として有効である。2016年から町内5か所のゴミステーションや消防団詰所に設置して実証実験を行ってきた結果、2018年の台風による停電発生時にその有効性が実証され、今後は、町内70か所に順次設置する予定である。

このように、有田川町では、図表2-2-5に示すとおり、小水力発電や太陽光発電による収入を原資とする基金を中心として、循環型社会を目指した取組を行うことにより、環境に優しく、災害に強いまちづくりが行われている。

図表 2-2-5 有田川町エコプロジェクトの仕組み



(出典) 有田川町提供資料

2.2.3 経済性の検討

(1) 水力発電開発の方針と課題

①開発方針

我が国における電源開発においては、石炭、石油、LNGなどの火力、水力、原子力などの発電手法のうち最も安価な発電手法を採用し、これと比較して同等以上の経済性を有する発電手法に限って事業化することを基本とした政策が推進されてきた。これらのエネルギー政策の結果、発電の主要電源は、1965年頃までは水力、1973年の第一次オイルショックまでは石油、その後は石油に代わって石炭とLNG、さらに原子力が担ってきた。2011年の東日本大震災以降は、原子力の割合がほぼゼロにまで減り、その後、九州電力、四国電力、関西電力の発電所で計9基の原子力発電所が再稼働したものの、減少分の大半をLNGがカバーしている。現在、新規水力発電所を計画する際には、妥当投資額（年効用）を下記の式により算出することとなっており、kWやkWhの単価は、LNG発電の建設費を参考に設定されている。これは、近年LNG発電が、さまざまな発電手法の中で最も安価であることによる。

$$\begin{aligned} \text{年効用} &= \text{kW 当たり山元発電単価}^3 \times \text{有効出力} + \text{kWh 当たり山元発電単価}^4 * \text{有効電力量} \\ &= 32,864 * \text{有効出力} + 12.2 * \text{有効電力量} \end{aligned}$$

（2008年8月8日付国土交通省河川局治水課長通達による）

②水力開発の課題

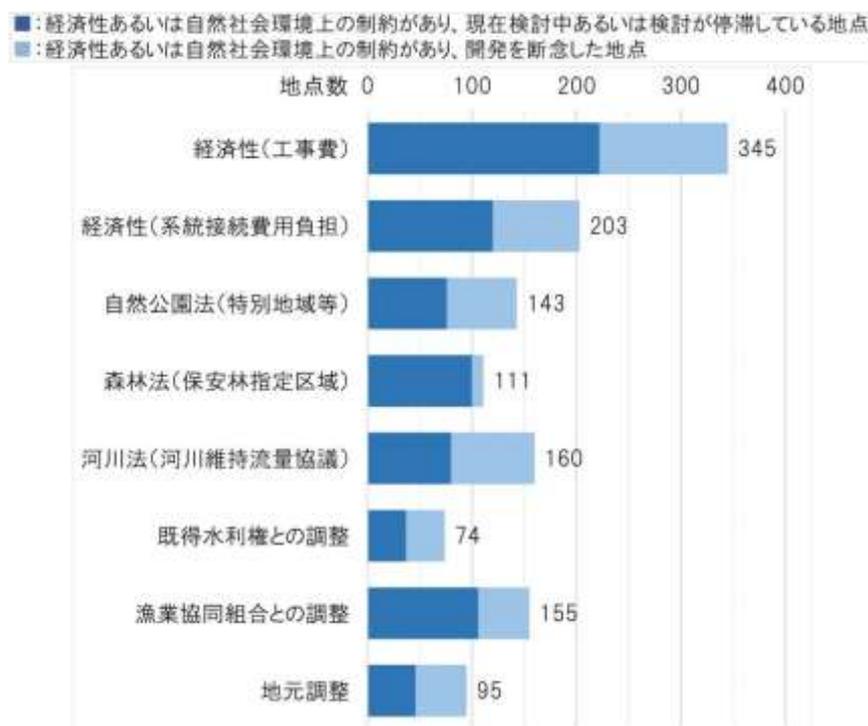
(a)水力発電開発が進まない原因

一般財団法人新エネルギー財団新エネルギー産業会議が、2016年7月に既存の発電事業者を対象に行った水力発電の開発・利用促進に係るアンケート調査では、経済性あるいは自然・社会環境上の制約から開発が進んでいない事例として、435地点が図表2-2-6のとおり挙げられた。出力規模では、小水力に該当しない中小水力(1,000～30,000kW)が多くを占める。計画が停滞している又は断念した要因としては、経済性（工事費）が最も多く、水路トンネル、仮設工事などの土木設備工事費が高いものと考えられ、地すべり地域に該当する場合や地質不良により断念したケースも存在すると思われる。その他に開発地点の奥地化等が影響する経済性（系統接続費用負担）、自然公園法（特別地域等）、森林法（保安林指定区域）、河川法（河川維持流量協議）に係わる法規制、漁業共同組合、既得水利権など利害関係者との調整が挙げられた。

³ 1988年度の電気工作物の施設計画に計上された石油火力発電所（継続及び新規着手分）の発電に係る資本費、直接費及び関連費の耐用年数間均等化経費に停止率等を考慮して補正した費用を出力で除したもの。

⁴ 1986年度までの過去5年間の各年度の実績石油火力燃料費を、各年度の発生電力量で除したものの平均値。

図表 2-2-6 水力発電の検討が停滞している、若しくは断念した地点とその要因



(出典) 一般財団法人新エネルギー財団新エネルギー産業会議「水力発電の開発促進に関する提言」

(2017年3月)

(b)一般社団法人電力土木技術協会への取材結果

水力発電開発の課題と対応策について、(一社)電力土木技術協会副会長兼専務理事(当時)の高島賢二氏にお話を伺った。ここでは、その概要について記載する。

水力発電の新規導入がエネルギーミックスにおいて想定している分担量に比べて、著しく下回っている理由は、以下のとおり複合的な要因による。

(i) FIT について

電力会社にとって、FITは、買取料金が割高ではあるが、ユーザーに再生可能エネルギー発電促進賦課金として転嫁できるため、経営上痛くない制度である。ここに、FITは、電源種別に関わらず規模が小さい発電所ほど買取価格が高い制度になっている。よって事業者はサイトの賦存量に応じた限界開発を志向しない傾向にある。例えば、200kWを境にこれ以上の出力規模では単価が下がるため、210kWの発電所を企画する事業者はおらず、199kWの計画とってしまう。水力発電の適地が限られている中、何とももったいない話である。出力規模によって、買取価格に傾斜を付けていることを国は国民に説明できるだろうか。FITは、大規模な水力開発を促進する制度に改めるべきだ。そもそも水力発電のリプレースにおいては、現在の

FITでは、全出力を対象としているが、出力増の部分だけについて、買取価格を適用すべきところだ。

一般水力は、中国電力の帝釈川ダム再開発、九州電力の新田迎発電所の後、一時的に停滞してきたが、リプレースや国土交通省、電力会社の子会社が行う事業もFITの対象となった結果、これらの水力発電が推進されてきた。将来、電力会社の行う水力発電もFITの対象とする予定と聞いており、その措置により、水力発電はさらに促進されると思われる。

太陽光発電などと異なり、発電機や水路などが長期間耐用年数を有していることから、水力発電については、FITを適用する期間を20年よりも長期にするか、あるいは長期の運転期間を義務付けるべきだ。また、現在、FITは30,000kW以下の中小水力に限定されているが、今後電力会社の本格的な水力発電を促すためには、30,000kWの制限を撤廃すべきところである。小水力発電が多くサイトで実施されているが、エネルギーミックスによれば、水力発電は、将来1,090～1,170万kWを受け持つこととされており、大規模な水力発電を推進する必要がある。数十kW程度の小水力発電は、教育上は良いシステムではあるが、エネルギー需給上は、それだけでバランスを取ることは難しい。

現在、FITのユーザー負担は、年間1家庭当たり9,000円程度であり、今後も増加を続けて、近くドイツを超えるだろう。最近バイオマス発電も盛んに実施されているが、ヤシなどの燃料を大部分輸入に頼っており、国内で生育した木材などを燃焼させる発電と異なり、日本においては、光合成に伴うCO₂削減はなく、燃焼に係わるCO₂排出があるだけであり、環境に優しいとはいえないのではないかと懸念されている。太陽光発電も買取価格を高く設定し、導入の促進を図ったが、普及は進んでいない。システム費用がヨーロッパにおいて10円/kWhくらいであるのに対して、日本は20円/kWhくらいとヨーロッパの倍くらいする。今やほとんどが輸入品のため外貨流出につながっており、メリットがあるのか疑問である。

(ii) 国との連携について

良好なダムサイトは、奥只見ダム、黒部ダム、御母衣ダム、一ツ瀬ダム、上椎葉ダムに代表されるように戦後の水力開発により開発されており、残念ながらこのような水系に大ダムを建設しても、水が不足するため、効果がない。経済産業省が1986年に取りまとめた第5次発電水力調査においては、当時既設発電所の平均出力が12,000kWであったのに対して、新規地点の平均出力は4,700kWに落ちてきており、有利なダムサイトは少なくなっていることを示している。平成初期までに建設された一般水力の水力発電ダムは、下流増（下流発電所における増出力）を期待しての計画が多いが、今後は、国土交通省が建設する多目的ダムに発電参加することが有望であろう。ダムサイトは、国の資源と考える。そのためそこに建設するダムの事業者は、もっと合理的な運用を目指すべきと考える。近年、降雨予測技術の発達に伴い、ダム流入量の予測精度が向上していることを踏まえれば、ダムの弾力的運用や制限水位を予備放流方式に変更して発電容量を増加させるなど、ダムの運用を変更することにより、発電を増

強することも考えられる。

国土交通省は、河川法に基づく水利使用の許可期間を2008年に20年に短縮したが、経営に響く話で発電事業者にとっては痛かった。昔のように30年の許可期間で保護されていた方が、安定的な経営が可能である。但し、水利使用の許可更新に当たって、漁協等関係河川使用者の同意等取得に苦勞するとは聞かない。

(iii) 水力発電の特色について

太陽光発電や風力発電は、自然現象の影響を受けて変動が激しく、Firm Powerとして、位置付けることはできない。水力発電は、流込み発電であっても、急に流量が変動して渇水になることはなく、ベース電源として期待できる。最近、九州電力管内のように、他の電力会社との系統連携が弱い地域において大量の太陽光発電が実施されると、将来大規模停電が突発的に発生しないか心配している。太陽光発電は、夕方に太陽が没するとともに出力が大幅に低下するが、それを補うため、火力発電所のみならず、揚水発電所を稼働させている。原子力発電所の夜間余剰電力を利用した揚水なら理解できるが、石油火力やLNG火力を稼働させることはもとより、揚水発電所をこの調整の主力に用いることは辛い措置である。

水力発電は、他の発電に比べて、事故率や停止率も低く、また即応力も高く、急激に出力を上げたり、下げたりすることができる点で極めて有力である。ヨーロッパでは、ドイツの風力発電とノルウェー、スウェーデンの水力発電が送電線網で結ばれて、お互いに補完しあっている。発電の価値評価に ΔkW 、すなわち、単位時間変動可能な出力を加えるべきと考える。

CO₂排出原単位も最も大きな石炭火力940g/kWhに対して、水力発電は再生可能エネルギーでも最小値の11g/kWhであり、原子力発電よりも小さな値で、地球温暖化防止の環境面でのメリットも評価すべきである。炭素税の議論も活発化されれば、地球環境に関連して2円/kWhくらいの価値を認めても良いと考える。

水力発電事業は、生産誘発額も大きく、雇用も生まれる。かつて公共事業は乗数効果4といわれていた時代があったが、水力発電の効果も同様に4程度と考えられる。化石燃料による火力発電が燃料の大半を輸入に頼り、外貨により輸入して、膨大な貿易赤字を招くことと対照的である。

太陽光発電の事業者は、斜面の開発による土砂崩れの誘発や、FIT期間終了後に撤退してしまふといったことがあるが、水力発電の場合は、短期間で撤退するといったことはない。

水力発電は、我が国の地形や気象状況に適し、経済的、需給バランスからも有利な発電方法であり、今後エネルギー政策は水力発電に力を入れるべきと考える。

(iv) 経済性について

現在、建設費は最低でも200万円/kWくらいする。銀行は、水力発電事業者に対して融資に当たって内部収益率(IRR)を7~8%くらい確保するよう求めている。海外事業においても世

界銀行やアジア開発銀行などは同様の方針である。現在、ゼロ金利であることから、地方銀行などは、事業者に対してもっと低いIRRで融資するよう、融資方針を変えるべきと考える。返済猶予期間を設定すると随分事業者の負担は軽くなる。また、事業者にクレジットを与えることも重要である。

かつては、経済産業省は水力発電建設について、補助金や利子補給の制度を有していた。ゼロ金利の現在においては、利子補給はあまり魅力がないかもしれないし、補助金についても20%程度の補助率では有効といえず、FITによる買取が最も効果があるだろう。ただし、FITでは、全消費者が支払うことになり不平等なので、前述したように長期運転による価格下落を還元すべきと思う。

最近の大きな問題として、FITにより水力発電プロジェクトが増えた結果、水車や発電機のコストが2倍程度に高騰している点がある。メーカーは、高価格でもFITに支えられて良く売れるので、強気である。輸入品も多くなってきているが、管理に入ってからメンテナンス、トラブルで苦労するだろう。

水力発電の多くは、相当古い時代に建設された結果、建設投資額は既に回収済みであり、ランニングコストのみで発電可能な発電所も多く、水力発電平均で発電コストは、4円/kWh程度以下である。これを踏まえて、積極的に新規水力発電所の建設を行うべきと考える。

(c)一般社団法人小水力開発支援協会への取材結果

小水力発電開発の課題と対応策について、(一社)小水力開発支援協会代表理事の中島大氏にお話を伺った。ここでは、その概要について記載する。

(i)水力発電事業期間の長さ

水力発電事業は、設計に2~5年、工事に2~5年、合計で4~10年と長い事業期間を要する。半年程度で完了する太陽光発電と比べて長く、2019年現在FITが設立されてから8年目であることから、比較的開発期間が短い小水力で考えても未だ1サイクル半程度しか経過していない。新規に企画された水力発電が運転開始されるのはこれからであり、「水力発電は普及しない」と判断を下すのは早計である。実際、数年前から活発化しているが、太陽光発電が先行したため、系統問題が顕在化してきている。

(ii)事業費が大きいことによるリスク

初期調査では、流量観測や概略設計を行い、その後概算事業費を算出して、費用対効果分析を行うこととなる。これらの検討はコンサルティング会社に委託されることが多いが、1,000万円単位の費用を要し、小水力発電事業を実施する事業者にとっては、事業化が見込めない場合のリスクがとて大きい。そのため事業者は、流量観測を自前で行ったり、補助金を獲得したりして、その回避を行っている。流量は、近傍の国土交通省等観測所データから比流量で算

出しても良いとされているが、河床が浸透性で流量が少ない河川等が存在する問題もあり難しい。当協議会に相談された案件においては、初期の段階でできる限り事業化の可否の見極めをつけ、不要な調査費を費やさないよう配慮している。

(iii) 手続きの複雑さ

○計画、設計について

計画、設計には専門的知識を含む技術力が必要であり、経験者が不可欠である。小水力発電の普及促進の観点からは、東京発電などの技術力を有する会社が全国で事業展開することが効率的だが、河川は地域の資源であり、小水力発電は、地元にもメリットをもたらすべきであるという立場に立てば、地元企業が事業主体となることが望ましい。ただし、手続面、技術面でのハードルが高いというのも事実である。

地元組織が事業化する場合、実務的には、コンサルタントや当協議会に委託せざるを得ない。委託費用はコストとなって、水力発電の経済性を圧迫する。小水力開発にあつては、大手コンサルタントはどうしても調査費が嵩むので、地域に知恵を貯えてできる限り地域内で開発を行えるようにし、委託費縮減を図ることが望ましい。

○水利権について

水利権は、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（FIT 法）制定と前後して、国土交通省が提出を要する書類を整理したが、国土交通省や県の出先機関である事務所にまで円滑な審査が浸透するには時間を要している。これは、近年水力開発が低迷して専門性を持つ職員が減少し、出先機関では水利権担当者が水利の専門でなく、最新の政策動向を把握していない場合が多くなってきていることが大きな原因である。

正常流量の設定については、マニュアルどおり検討すれば良く、大きな問題とはなっていない。ただし、水利権審査の担当が河川の専門家でなく、経験が不十分であると理解してもらうのに苦勞する。普通河川区間で取水し、法河川区間で放流する場合の取扱いなど、細かな通達が未整備である。

事業を進めるに当たっては、地元関係者と良好な関係を築くことが必須である。河川法第 38 条に関連して、上水道取水者や漁協などへの説明又は同意書の取得が必要であり、それに時間を要する場合もみられる。河川法上、減水区間では、通常、水質汚染はないが、事故時の油流出等もあり得るので、事前に説明している。県管理区間の支流では、漁業権設定区間が曖昧な場合もあり、同意が必要か否かの判断すら悩ましいこともある。

(iv) 経済性の検討について

資金は、多くの場合、銀行からの借入れで賅っており、IRR は最低でも 7～8%程度は求められる。水路や発電機の耐用年数は 50～60 年程度のものが多いが、経済性を検討する上では、

20年で計算している。銀行は、FIT期間以内、余裕も見て15～18年程度で投資額を回収することを求め、それ以上の長期間は融資してくれない。その後の買取価格が不明確であるためである。水力発電設備は長寿命であり燃料代も不要なので、FIT期間中に借入金を返済すればその後の経営は楽になる。

小水力では、ダム維持放流水利用のような例外を除けば、流れ込み式発電が圧倒的に多く、長い水路と発電機の費用が事業費の大部分を占める。経済的に妥当であるためには、事業費の縮減が必要である。計画・設計全体にまたがる工夫が重要で、設計者・施工者・製造者が協力することでコストダウンを図ることもできるので、形式に縛られる官庁の発注と異なる民間ならではの柔軟な発注も重要となる。また、特に小規模の場合、設計のスペックを落とし、被災しても復旧すれば良いとするような発想の転換も必要となる。管路では、樹脂管を採用するなど、管材と工事費を総合して検討している。発電機については単品生産だが、工夫次第で安くなる。小水力では市場が発達しているヨーロッパからの輸入品が安い。

(2) 経済性の検討方法

①計算期間について

ここでは、水力発電新規開発検討の停滞・断念の最も多い理由となっている経済性(工事費)の改善策について、検討を実施する。

水力発電の新規事業化の検討に当たっては、Benefit(効果)とCost(費用)を比較し、 $B > C$ であることを確認することとなる。費用については、通常水力発電の工事は、2～5年で完工することが多く、集中的な投資が必要である。一方、効果の方は、発電開始後、毎年発生する電力会社等への売電額に加えて、自家用発電の場合は、自家用の電力料金の節約額が対象となり、その発生は長期間に及ぶ。このため、費用便益分析を行うに当たっては、将来にわたって発生するこの効果を現在価値に割り引いて算出する。なお、具体的な費用便益分析は、公共事業でよく用いられる $B/C > 1$ を判断する費用便益分析の他、民間事業者が事業主体である場合は内部利益率法により行うことが一般的であり、いずれの場合においても、計算期間に算入する年数として、減価償却資産である水力発電設備の法定耐用年数が用いられることが多い。

固定資産のうち、利用または時の経過により価値が減少する資産を減価償却資産といい、水力発電所の場合は水力発電所を含む建物、機械装置、器具備品等が該当する。その価値の減少額を見積もり、その取得原価を各事業年度に費用配分する手続を減価償却という。会計理論的には、個々の資産ごとにその使用状況に応じて減価償却費を計上すべきとされるが、その計算に必要な資産ごとの耐用年数や残存価額を見積もることは容易ではない。また、減価償却費の計算が内部計算である点から、恣意性の介入が避けがたい。法人税法では、課税公平の見地から取得原価、耐用年数、残存価額及び償却方法を法定し、これに基づいて計算される償却限度額の範囲内で損金の額に算入することとしている。法定耐用年数とは、減価償却資産の耐用年

数等に関する省令において減価償却資産の種類や構造又は用途等別に定められた、有形固定資産（減価償却資産）の税法上の耐用年数のことである。

具体的には、減価償却資産の耐用年数等に関する省令別表第一、別表第二により、その年数が定められている。ダム等の構築物は57年であり、電力会社など電気業以外の一般の事業者が水力発電を実施する場合、発電機等の設備は20年である。

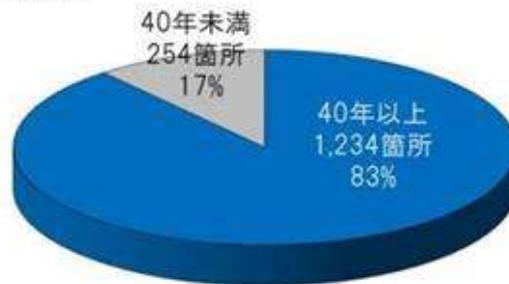
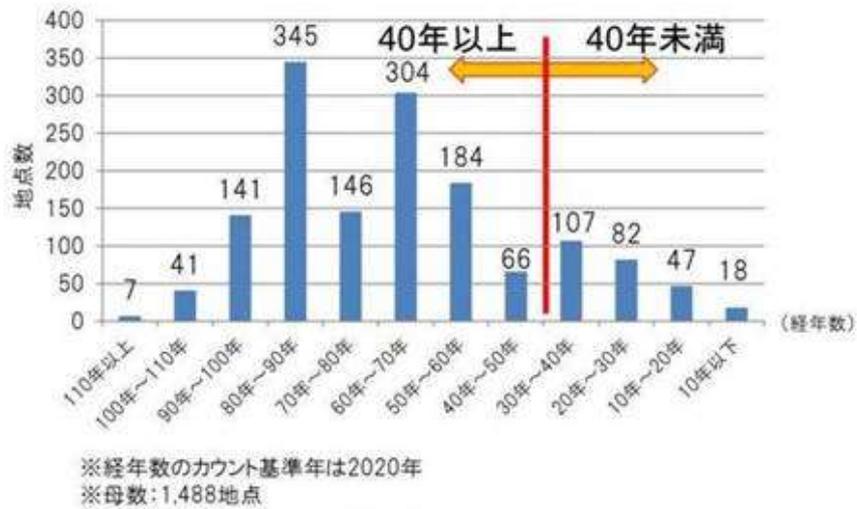
②水力発電の工事費と更新年数

開発方式に応じて水力発電の工事費構成率は異なり、既設ダムの放流管から分岐して発電用水を取水する維持流量発電所等では、既存の土木設備を活用するため、電気工事費が工事費全体の約5割を占める。一般河川から発電用水を取水し、トンネル導水路を設置する発電所では、多くの土木設備が必要となるため、土木建築工事費、補償費等が工事費全体の約7割を占める。

一般的に水力発電の経済性の検討にあたっては、以上に示した減価償却資産の耐用年数、FITによる固定価格買取制度の年数を踏まえ、発電所について20年で投資費用を回収可能かどうか、すなわち $B > C$ となるかを検討しているケースが多い。

図表2-2-7に既設水力発電所の経年数を示す。水力発電所は、財務省の定める減価償却資産の耐用年数を大幅に超えた長期間の稼働実績があり、設置後50年を超える発電所が78.5%を占める。また、図表2-2-8に示すように発電機の交換についても運転開始後50～60年以降に行っている発電所が顕著にみられる。

図表 2-2-7 経年別水力発電所数



〔使用データは2012年3月末時点の9電力、電源開発及び公営電気の水力発電所数をヒアリングしたもの〕

(出典) 一般財団法人新エネルギー財団新エネルギー産業会議「水力発電の開発促進に関する提言」
(2017年3月)

図表 2-2-8 長期経過年数の水力発電所と発電機交換時期

発電所名	管理者	使用水量(m ³ /s)	運転開始	発電機更新年数
石岡第二発電所	東京発電株式会社	5.00	1913.12	101
川尻川発電所	東京発電株式会社	1.30	1921.5	97
深良川第二発電所	東京発電株式会社	1.67	1924.11	91
白田川発電所	東京発電株式会社	2.07	1927.1	88
上ノ代発電所	古河日光発電株式会社	8.35	1935.1	80
背戸山発電所	古河日光発電株式会社	8.35	1953.3	64
木屋川発電所	山口県企業局	7.00	1955.2	64
佐波川発電所	山口県企業局	8.00	1956.9	63
菅野発電所	山口県企業局	21.00	1965.8	54
水越発電所	山口県企業局	12.00	1965.9	54
徳山発電所	山口県企業局	6.00	1965.1	54

(出典) 各発電所及びダム管理者ウェブサイトを基に当研究所にて作成

2.2.4 水力発電経済性検討の改善策

(1) 水力発電経済性検討改善策の考え方

FITは、大河津分水堰や島地川ダムなど国土交通省管理施設における水力発電の事業化を支援したほか、民間事業者による小水力発電の促進について、相当の貢献を果たしてきた。一方、2.2.3に示した新エネルギー財団のアンケート調査結果（図表2-2-6）や電力土木技術協会などの電気事業者への取材結果からわかるように、水力発電新規開発を停滞又は断念させる最大の要因は、工事費等の経済性である。すなわち、工事費等の費用（Cost）に見合った効果（Benefit）が得られないため、妥当投資額割れを起こして事業化が頓挫するサイトも依然として多く残る結果となっている。これらの問題の解決策の一つとして、FIT適用期間を水力発電施設耐用年数に見合った期間に延長すること、大規模な水力開発に配慮した買取価格とすることなどが考えられるが、FIT法改正の必要もあり、その実施は容易ではない。また、2.2.1で述べたように太陽光発電や風力発電にあっては、近い将来、FITから除外され、市場価格に任せる動きがあり、水力発電の買取価格についても、低迷することが予想され、事業環境は厳しいものがある。

そこでここでは、水力発電を振興するべく、発電事業者独自の判断で実行可能な改善策を提案し、併せてモデルダムを対象とした試算を行う。2004年度現在、都道府県土木部局が管理する全351ダムの中では、111ダムで電力会社や企業局等が事業主体となった水力発電が実施されており、36ダムにおいて、ダム管理用発電が実施されている。一般的には、多目的ダムにおける発電のアロケーション比率が0.3%以上のダムにあっては、電気事業者が発電参加し、0.3%未満の場合であって妥当投資額を上回るダムにおいては、ダム管理用発電が実施されている。一方、「既設ダムでの小水力発電事業開発」（株式会社建設技術研究所、2004年）によれば利水放流又は維持流量の放流を行いながら、発電機が設置されていないダムが204ダム存在し、このうち現在採用されている経済妥当性の検討ルールに則っても、電源開発が可能な「水力未開発な有望ダム」が約82ダム存在する。これらのダムにおいては、利水放流管から発電用水を分岐し、従属発電を行うことが容易である。また、現在の検討手法によれば経済的メリットが無いとされる122ダムについても、水資源の有効活用の観点から何らかの改善策が望まれるところである。

これまで、発電事業者が水力発電新規開発の経済性を検討するに当たっては、財務省の示す減価償却財産の耐用年数やFITによる固定価格買取期間である20年と整合を図り、経済性の検討期間は20年（電力会社などの電気事業者にあっては22年）とされてきた。このようなダムにおいて、利水放流等を活用した水力発電を実施する場合、事業費の大部分を発電機に係わる費用が占めるが、図表2-2-8に示したとおり、過去に設置された発電機の耐用年数の実績は、減価償却年数を大幅に上回っている。

水力発電のような設備投資を行う場合、その設備が経済的効果を生み続ける期間について経

済性の計算が行われるが、この期間のことを経済命数という。この経済命数は、当該設備の使用環境やメンテナンスの頻度、陳腐化等を考慮した上で、当該設備が利用可能な年数を見積もったものであり、減価償却に使用される法定耐用年数とは、別の概念である。そもそも法定耐用年数は、設備が生み出す経済的効果を基に算定された期間ではなく、税法上の公平性を保つために法律で定められた期間であるため、法定耐用年数で資産が使用不可になるという考え方は、個々のプロジェクトの経済性を考える際に必ずしも適切とは限らない。

経済命数を用いての投資判断は、広く一般に行われている。例として、一般家庭が木造建築の住宅をローンを組んで購入するケースが挙げられる。この場合、一般家庭は、家計支出の妥当性を判断するにあたって「当該住宅に何年住み続けることができるか」を考慮し、住宅ローンの返済計画を策定し、住宅の購入か見送りを決定する。省令で定められた木造住宅の法定耐用年数は22年である。住宅を購入する際に利用できる代表的な住宅ローンとして、住宅金融支援機構と民間金融機関が提携して提供しているフラット35という制度がある。フラット35とは、最長35年の全期間固定金利住宅ローンであるが、仮に木造住宅の法定耐用年数22年で経済性検討を行うべきとするならば、35年にわたってローンの支払を続けることは家計・住宅金融支援機構等双方において成立しない。しかし現実には、木造住宅は35年以上使用可能であり、多くの国民がこうした住宅ローンを利用し、35年の返済計画で実際に住宅を購入している。貸付を行う住宅金融支援機構と民間金融機関も、住宅購入費を妥当、資金回収可能と考えており、支出判断を行う際に経済命数を期間として設定することは一般的且つ合理的な手法である。

以上のことから、水力発電事業の経済性の検討においても、発電機の法定耐用年数ではなく、経済命数を期間として設定することは十分合理的であると考えられる。

稼働期間の半ばで経済性の検討を打ち切るとは、事業実施の意思決定や設備形成に影響を及ぼす可能性があるため、稼働期間の実績を考慮した方策が必要である。以下では、多くの既存水力発電所の発電機が、50～60年稼働していることを踏まえ、20年の他に50年、60年の経済性の検討期間を設定し、妥当性を検討する。この結果、従来検討手法では事業化不可能であった「20年以上で黒字のダム」において、新規発電の事業化が可能になることが期待される。

(2) モデルダムにおける経済性検討の試算

①ダム管理用発電とモデルダム

ここでは、不特定補給⁵を含む利水補給に完全に従属しつつ、ダム管理者が自家用発電としてダム管理用発電を実施するプロジェクトについて、モデルダムを選定し、2.2.3に示した経済

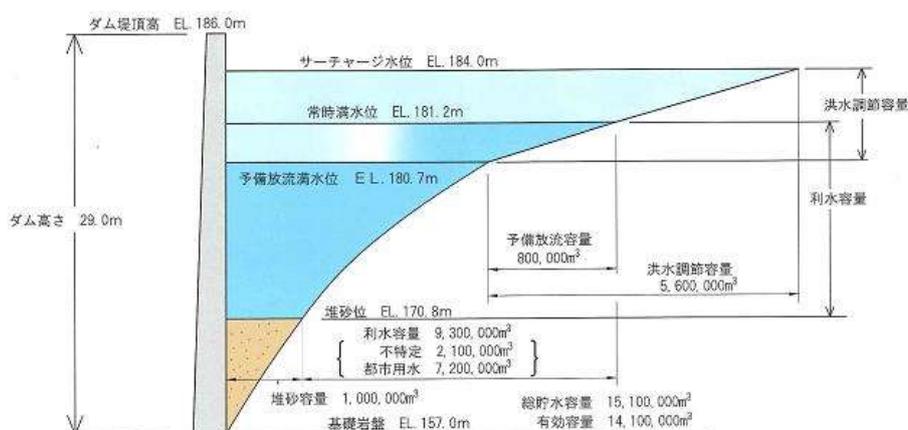
⁵ 渇水時に河川環境を保全したり、既存利水者の取水を可能にしたりするため、ダムから河川流量の補給を行なうこと。

性の検討手法により検討を行う。発生する電力は、ゲート操作、ダム管理所の電力などダム管理に活用され、商用電力の電気料金を節減することができる。また、余剰電力は、FITに基づき電力会社に売電でき、ダム管理者の収入となる。なお、ダム管理者が自らダム再開発を行って水力発電を実施するため、ダム建設費のバックアロケーションは発生しない。具体的な発電手法としては、利水の放流管から管路を分岐し、新たに発電所を設置して発電を行い、ダム直下流に放流する。この手法によった場合、通常のダム水路式発電や流れ込み発電と比べて、水源確保、取水口、導水路などの費用が不要となるか、大幅に節減できるほか、減水区間が発生しないという環境面でのメリットもある。

ここでは、兵庫県県土整備部が管理する青野ダムをモデルダムに選定し、上記検討の試算を行う。

青野ダムは、兵庫県三田市加茂に位置する二級水系武庫川の洪水調節、流水の正常な機能の維持、水道用水の新規開発を目的とした堤高29mの重力式コンクリートダムであり、1988年に竣工した。青野ダムの容量配分図を図表2-2-9に示す。

図表 2-2-9 青野ダム容量配分図



(出典) 兵庫県阪神北県民局宝塚土木事務所 青野ダム管理所資料

青野ダムにおける利水容量は、上水道用水量 7,200 千m³、不特定容量 2,100 千m³の合計 9,300 千m³である。この利水容量を用いて、三田市街地等の上水道用水として 92,000 m³/日の取水を行うほか、下流沿川農地の既得かんがい用水、既得都市用水の補給など流水の正常な機能の維持と増進を 3.0 m³/s の放流能力を有する利水放流管を通じて行っている。ここでは、二川ダムと同様にこの利水放流管を活用した維持流量発電の可能性を調査する。

②青野ダムにおける管理用発電の計画による事業収支の試算

(a)利水基準年と最大使用水量の決定

まず、水力発電の利水計算を行う基準年を以下の手法により決定した。国土交通省が水文水質データベースで公開しているデータの中から、2007～2016年の10か年のダム総流入量入手し、利水計算を行う年として総流入量が10か年中5位である年を10か年平均渇水年と定め、利水基準年とする（図表2-2-10参照）。青野ダムの場合は、2014年であった。

図表 2-2-10 青野ダム総流入量（年別）

年	総流入量(千 m^3)	順位
2007年	28,000	10
2008年	37,430	9
2009年	39,490	8
2010年	55,290	4
2011年	57,140	2
2012年	44,240	7
2013年	46,530	6
2014年	50,770	5
2015年	60,100	1
2016年	56,710	3

（出典）国土交通省「水文水質データベース」を基に当研究所にて作成

次に最大使用水量を以下の手順により求めた。国土交通省水文水質データベースから2014年のダム流入量（日流量）を入手し、最大流入量から最小流入量まで順に並べ替えた。発電所企画立案に当たっては、通常、日流量が一年365日中95日、185日、355日は下回らない流量と定義される豊水流量、平水流量、渇水流量を採用するケースが多く、ここではこの考え方を採用する。青野ダムの豊水流量、平水流量、渇水流量は、それぞれ、1.24 m^3/s 、0.72 m^3/s 、0.19 m^3/s である。

水力発電の概算事業費算出にあたっては、簡素に行え、かつ誤差が小さな妥当な事業費となるよう、新エネルギー財団の発行した中小水力発電ガイドブックに記述されている未開発地点開発最適化調査規模選定工事費積算基準を用いた。この積算基準は、既に建設された水力発電所の建物工事、鉄管工事、放水口工事、電気関係工事など各種工事の工事費について、多くの発電所の事例を収集し、発電所のタイプ別に工事費と適切なパラメータの関係について回帰式を算出したものである。

工事費算出の基礎的な考え方は、次のとおりである。発電所の建設に当たっては、一般的には、さまざまな工種があるが、ここでは、利水放流管から分岐して発電を行うに当たって必要な鉄管、放流口等の土木工事費、発電機等の電気関係工事費、発電機を格納する建物工事費及び間接費を計上する。発電機の水車形式は、フランシス水車、クロスフロー水車、ベルトン水車などさまざまな形式があり、水理条件（最大使用水量、有効落差）に応じて、効率的な発電

を行える適切な形式を選択することになる。ここでは、一般に使用されている水車形式選定図を用いて水車形式を選定した。詳細な計算条件は次のとおりである。

- ・鉄管工事費として10m相当の工事費を計上する
- ・放流口はゲートなしの構造とし、水深1.0mとする
- ・発電機の水車は、クロスフロー水車とする
- ・仮設備費として直接工事費の10%、諸経費として工事費の13%を計上する

施設の条件は、以下の考え方によった。

- ・平均貯水位は、日々の貯水位を一年間平均した値とし、総落差を算出するに当たっても使用した
- ・水車効率×発電機効率=0.85とし、有効落差=0.85×総落差とした
- ・総落差=平均貯水位－放流管標高とした

放流量（日流量）と上記に定めた最大使用水量のいずれか小さい値が、日々実際に発電に使用される水量となる。この値を一年間合計し、最大使用水量×365で除すると年間を通じた発電所の利用効率が求められる。この利用効率を用いて年間発電電力量を算出した。

- ・年間発電電力量=9.8×最大使用水量×有効落差×24×365×利用効率

得られた概算事業費及び年間発電電力量を図表2-2-11に示す。

図表 2-2-11 青野ダム水力発電概算事業費と年間発電電力量

			渴水流量	平水流量	豊水流量
施設条件	最大流量Q	m ³ /s	0.190	0.720	1.240
	平均貯水位	m	181.059	181.059	181.059
	放流管標高	m	160.400	160.400	160.400
	総落差	m	20.659	20.659	20.659
	有効落差He	m	17.560	17.560	17.560
	水車効率 * 発電機効率		0.850	0.850	0.850
	定格出力P=9.8*Q*He*効率	kW	27.8	105.3	181.4
	P/√He		6.632	25.133	43.284
	本管径	m	0.650	0.650	0.650
建物工事	建屋工事(半地下)	千円	2,051	5,563	8,359
土木工事	鉄管工事	千円	218.5	218.5	218.5
	工事費(現場側)	千円	2,185	2,185	2,185
	水圧管路鉄管単位長重量	t/m	0.045	0.045	0.045
	総重量	t	0.453	0.453	0.453
	水圧管路鉄管単価	千円/t	2,191	2,191	2,191
	鉄管費用(工場側)	千円	992	992	992
	放流口工事(ゲートなし)	m	1,000	1,000	1,000
	放水口工事費	千円	3,865	6,872	8,691
	雑工事費	千円	352	502	593
	土木工事費計	千円	7,394	10,551	12,461
機械装置	基礎	千円	1,884	6,359	10,445
	諸装置	千円	278	507	687
電気関係工事	水車・発電機等工事費	千円	43,616	103,410	147,079
直接工事費		千円	55,223	126,390	179,031
仮設備費		千円	5,522	12,639	17,903
諸経費		千円	7,897	18,074	25,601
事業費		千円	68,642	157,103	222,535
消費税率		%	10.0	10.0	10.0
事業費(税込)		千円	75,506	172,813	244,789
最大使用水量に対する効率			0.950	0.909	0.681
年間発電電力量		kwh	231,284	838,959	1,081,615

(b)経済性の検討

ここまでに得られた概算工事費や年間発電電力量等のデータを元に、ダム管理用発電を実施した場合の経済性を検討する。年間の経費と収益は、次のように算出される。

(i)収益

○青野ダム管理所における電力料金の軽減

ダム管理用発電で発生した電力をダム管理所で使用することにより、これまで商用電力として購入していた電気料金が軽減される。青野ダムにおける管理用発電によりダム管理所で使用する電力をすべてまかなえると仮定した場合、具体的には、2013～2016年の青野ダム管理所が支払っている電気料金の平均値から、1年当たり9,577千円が軽減されると考えられる。

○余剰電力の売電による収入

ダム管理用発電で発生した電力について、ダム管理所で使用しても、なお残る余剰電力は、電力会社に売電することとなる。ここではその価格は、発電所運転開始後20年までは、FITの中小水力（既設水路活用型）200kW未満において適用される25円/kW（税抜）とした。21年目以降は、電力会社との交渉となるが、ここでは10円/kW（税抜）とした。

(ii) 経費

○維持管理費

ダム管理用発電は、地方公共団体による公共事業として実施することから、年経費（維持管理費）に資本費は見込まず、経費率は、ハイドロバレー計画ハンドブック（経済産業省資源エネルギー庁新エネルギー財団）を参考に1.091%とする。

○交付金

発電所に係る固定資産税相当額を地元三田市に支給する。その税率は、平成29年度償却資産（固定資産税）申告の手引き（三田市）から1.4%とする。固定資産評価額は、定額法による減価償却を見込み、耐用年数20年、残存率9.676%とする。

○バックアップ電力の基本料金

事故等によるダム管理用発電の停電、保守点検時の対応のため、ダム管理用発電開始後も、商用電力の契約は継続することとなる。近年、基本料金0円の電気事業者も多く見られることから、ここでは基本料金を0円とした。

(iii) IRR と計算期間

維持流量等を活用した水力発電所は、通常1～3年での施工が可能であり、建設費は集中投資する必要がある。これに対して売電収入は、運転開始後長期に及ぶため、経費と収益を比較するに当たっては、建設当初の現在価値に変換して行う必要がある。ダム管理用発電は、ダム管理者である都道府県が行う公共事業のため、IRRは通常使用されている4%とする。さらに、この事業を河川法第20条工事として、民間事業者がダム管理者に代わって実施する場合を想定して、 $B=C$ となるクリティカルなIRRも算出する。通常、民間事業においては、 $IRR=8\%$ 以上の事業について、投資適格と判断される場合が多い。

経済性検討の計算期間は、2.2.3及び本項(1)で述べたことに鑑み、減価償却年数の20年の他、実際の耐用年数を考慮して、50年、60年の3ケースとする。

(c) 計算結果

以上の考え方に基づく、検討の計算表の一例を図表2-2-12に示す。

図表 2-2-12 青野ダム管理用発電収支計算（湧水流量）

総建設費	千円	68,642
最大使用水量	m ³ /s	0.19
定格出力	kW	27.8
年間発電電力量	kWh	231,284
ダム管理所年間使用電力量	kWh	500,652
ダム管理所年間電力料金	千円	8,868
ダム管理所年間基本料金	千円	0
年間電力料金(基本料金除き)	千円	8,868
年間余剰電力量	kWh	-269,368
維持管理比率	%	1.091
売電単価(20年まで)	円/kWh	25.00
売電単価(21年以降)	円/kWh	10.00
不足電力の購入単価	円/kWh	15.65
利率	%	4.00

年数	総建設費A	効果額B			維持管理費C				収入相当D B-C	現在価値収 入	現在価値累 計収入	B/C
		管理所経減額	売電額	効果額	維持管理費a	償却残存率	固定資産評価額	交付金b				
	68,642											
1		8,868	-4,215	4,653	749	1,000	68,642	0	749	3,904	3,754	3,754
2		8,868	-4,215	4,653	749	0,955	65,542	961	1,710	2,943	2,721	6,474
3		8,868	-4,215	4,653	749	0,910	62,442	918	1,666	2,986	2,655	9,129
4		8,868	-4,215	4,653	749	0,865	59,342	874	1,623	3,029	2,590	11,718
5		8,868	-4,215	4,653	749	0,819	56,242	831	1,580	3,073	2,526	14,244
6		8,868	-4,215	4,653	749	0,774	53,142	787	1,536	3,116	2,463	16,707
7		8,868	-4,215	4,653	749	0,729	50,042	744	1,493	3,160	2,401	19,108
8		8,868	-4,215	4,653	749	0,684	46,942	701	1,449	3,203	2,340	21,449
9		8,868	-4,215	4,653	749	0,639	43,842	657	1,406	3,246	2,281	23,729
10		8,868	-4,215	4,653	749	0,594	40,742	614	1,363	3,290	2,223	25,952
11		8,868	-4,215	4,653	749	0,548	37,642	570	1,319	3,333	2,165	28,117
12		8,868	-4,215	4,653	749	0,503	34,542	527	1,276	3,377	2,109	30,226
13		8,868	-4,215	4,653	749	0,458	31,442	484	1,232	3,420	2,054	32,280
14		8,868	-4,215	4,653	749	0,413	28,342	440	1,189	3,463	2,000	34,280
15		8,868	-4,215	4,653	749	0,368	25,242	397	1,146	3,507	1,947	36,228
16		8,868	-4,215	4,653	749	0,323	22,142	353	1,102	3,550	1,896	38,123
17		8,868	-4,215	4,653	749	0,277	19,042	310	1,059	3,594	1,845	39,968
18		8,868	-4,215	4,653	749	0,232	15,942	267	1,015	3,637	1,795	41,763
19		8,868	-4,215	4,653	749	0,187	12,842	223	972	3,680	1,747	43,510
20		8,868	-4,215	4,653	749	0,142	9,742	180	929	3,724	1,700	45,210
21		8,868	-4,215	4,653	749	0,097	6,642	136	885	3,767	1,653	46,863
22		8,868	-4,215	4,653	749			93	842	3,811	1,608	48,471
23		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	1,584	50,055
24		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	1,523	51,578
25		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	1,464	53,042
26		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	1,408	54,450
27		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	1,354	55,804
28		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	1,302	57,106
29		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	1,252	58,358
30		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	1,204	59,561
31		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	1,157	60,718
32		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	1,113	61,831
33		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	1,070	62,901
34		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	1,029	63,930
35		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	989	64,919
36		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	951	65,870
37		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	915	66,785
38		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	879	67,664
39		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	846	68,510
40		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	813	69,323
41		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	782	70,105
42		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	752	70,857
43		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	723	71,580
44		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	695	72,275
45		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	668	72,943
46		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	643	73,586
47		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	618	74,203
48		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	594	74,798
49		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	571	75,369
50		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	549	75,918
51		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	528	76,446
52		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	508	76,954
53		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	488	77,442
54		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	470	77,912
55		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	451	78,363
56		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	434	78,798
57		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	417	79,215
58		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	401	79,616
59		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	386	80,002
60		8,868	-4,215	4,653	749				749	3,904	371	80,373

得られた計算結果から、公共事業として実施する場合の B/C、民間事業者が実施する場合のクリティカルな IRR を図表 2-2-13 に示す。

最大使用水量を 0.19 m³/s (渴水流量) とした場合は、発生する発電電力量が、ダム管理用電力にも不足し、商用電力の購入が不可欠となる (売電額が負となっている)。計算期間が、現状の 20 年である場合は、B/C=0.66 となり、1.0 を下回るため公共事業として採択不可能となる。これに対して 50 年、60 年とした場合は、B/C が 1.11、1.17 と 1 を上回り、採択可能となる。クリティカルな IRR も 3 つのケースにおいて、それぞれ 0%未満、4.6%、4.8% であり、計算期間を長期化することにより、IRR の大幅な向上が見られる。

最大使用水量を 0.72 m³/s (平水流量) とした場合は、公共事業による場合、B/C は 1.24、1.76、1.84 と長期になるに連れて上昇し、投資効果が良くなる。クリティカルな IRR も 3 つのケースにおいて、それぞれ 6.5%、8.5%、8.5% であり、最大使用水量の増加とともに漸増する。

最大使用水量を 1.24 m³/s (豊水流量) とした場合は、公共事業による場合、B/C は 1.17、1.60、1.66、クリティカルな IRR も 3 つのケースにおいて、それぞれ 5.8%、7.7%、7.8% であり、平水流量と同様の傾向となる。

今回、提案した経済性検討の手法により、発電規模によっては、これまで採択されてこなかった事業が採択検討の俎上に上ることとなるほか、B/C が上昇し、投資効果が良くなることにより、ダム共同事業者である上水道管理者や納税者である住民等に対する説明責任を果たしやすくなる。また、民間事業者による事業として実施する場合においても、IRR 値が上昇し、投資判断がより容易になり、いずれの場合も水力発電開発の促進が期待される。

図表 2-2-13 経済性計算年数と投資効果

使用水量(m ³ /s)	20年	50年	60年
B/C (公共事業)	0.19	0.66	1.11
	0.72	1.24	1.76
	1.24	1.17	1.60
IRR (民間事業)	0.19	-	4.6%
	0.72	6.5%	8.5%
	1.24	5.8%	7.7%

③青野ダムにおける管理用発電による水力発電整備の効果の試算

ここでは、青野ダムで水力発電所を施工することによる環境及びエネルギー需給の効果について述べる。水力発電は、ライフサイクル CO₂ 排出量が 1kWh 当たり約 10.9g と極めて小さく、温室効果ガス削減による地球温暖化防止が期待されるなど環境に優しい発電方法である。一方、現在、妥当投資額算出に当たって基準の発電方法として建設単価や電力単価が用いられ、設備投資も積極的に行われている LNG 火力発電 (汽力) の排出量は 599.0g であり、これを水力発電で代替した場合、1kWh 当たり 588.1g の CO₂ 削減効果がある。よって、青野ダムにお

ける管理用発電では、採用する最大使用水量に応じて、図表 2-2-14 に示す CO₂ 削減効果が見込まれる。

適切に手入れされている 36～40 年生の スギ人工林 1 ヘクタールが 1 年間に吸収する二酸化炭素の量は、約 8.8t (炭素量に換算すると約 2.4t) と推定されており⁶、CO₂ 削減効果をその吸収に必要なスギ人工林に換算すると図表 2-2-14 に示すとおりである。

図表 2-2-14 青野ダムにおける管理用発電による CO₂ 削減効果

最大使用水量(m ³ /s)	0.19	0.72	1.24
年間発電電力量(kWh)	231,284	838,959	1,081,615
CO ₂ 削減量(t)	136.0	493.4	636.1
スギ人工林換算面積(ha)	15.5	56.1	72.3
(東京ドーム換算個数)	(3.3)	(11.9)	(15.4)

※東京ドーム面積=4.7haとして計算

前述のとおり、利水放流又は維持流量の放流を行いながら、発電機が設置されていないダムが全国で 204 ダム存在する。大胆な仮定ではあるが、今回提案した経済命数を用いた費用対効果分析により、今後 204 ダムすべてにおいて水力発電が実施され、兵庫県の生野ダムと同様に、それぞれのダムにおいて 500kW の出力が発生したと仮定すると、合計で 102,000kW の出力が確保される。FIT 導入により、2030 年までに 130～210 万 kW の水力発電整備導入が見込まれており、本手法による整備量はその 4.8～7.8%に相当する。また、図表 2-2-15 は、我が国における著名な水力発電所の諸元を示しているが、これらの出力と比較しても、例えば八ツ場ダムに参加した八ツ場発電所 8.7 基分に相当するなど遜色のない数字である。

図表 2-2-15 我が国における著名な水力発電所

発電所名	最大出力	ダム総貯水容量	ダム堤高
佐久間発電所	350,000 kW	326,848 千 m ³	150.0 m
黒部川第四発電所	335,000 kW	199,285 千 m ³	186.0 m
一ツ瀬発電所	180,000 kW	260,000 千 m ³	130.0 m
徳山発電所	161,900 kW	660,000 千 m ³	161.0 m
八ツ場発電所(建設中)	11,700 kW	107,500 千 m ³	116.0 m

(出典) 各発電所及びダム管理者ウェブサイトを基に当研究所にて作成

⁶ 林野庁ウェブサイトより

おわりに

本節では、再生可能エネルギーの1つである水力発電に関し、FITや河川法に基づく水利権審査の規制緩和の内容とともに、地域振興に配慮した水力開発の事例について、紹介した。さらに我が国におけるエネルギーミックスの状況や、水力発電開発の隘路となっている課題について、電気事業者を対象としたアンケート結果と関係者への取材から、経済性が事業化の最大のネックになっていることを明らかにした。

2.2.4 では、こうしたことを踏まえて、事業費の過半を占める発電機の稼働実績が現存する多くの発電所において50～60年以上に及ぶことから、経済性の検討年数を20年、50年、60年として、兵庫県の管理する青野ダムをモデルにダム管理用の水力発電を行う場合のB/Cについて試算を行った。結果は $B/C > 1$ となるなど事業採択の検討に値するものであった。またCO₂削減効果も大きいことがわかった。

この成果を踏まえ、今後はある程度の流域面積を有する都道府県管理ダムを対象に同様の検討を行い、本手法の有効性を確認するとともに、流域面積や有効落差などのパラメータと経済性との関連性の分析を行う必要があると考える。本研究を通じて、全国各地のダムにおいて水力発電事業が企画され、クリーンで安全かつ安価な発電が振興することを願うものである。