

令和 3 年度

エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業  
(2050 年カーボンニュートラルの達成に向けた  
水力発電等のポテンシャル調査)

調査報告書

令和 4 年 3 月

日本工営株式会社

# 目次

1. 事業概要 .....	1-1
1.1 事業名 .....	1-1
1.2 事業目的.....	1-1
1.3 事業内容.....	1-1
1.4 事業委託機関.....	1-2
1.5 事業受託機関.....	1-2
1.6 契約年月日 .....	1-2
1.7 事業期間.....	1-2
1.8 外注体制.....	1-2
2. 諸外国における大規模な水力発電を増強するための取組調査 .....	2-1
2.1 目的.....	2-1
2.2 調査方法・留意点.....	2-1
2.2.1 調査対象とする発電所の整理 .....	2-1
2.2.2 調査する文献等の抽出・整理 .....	2-2
2.2.3 民間・公的機関による取組の調査の視点・留意点.....	2-2
2.2.4 政府による支援策の調査の視点・留意点.....	2-3
2.3 米国、カナダ、欧州 2 ヶ国の調査.....	2-4
2.3.1 米国 .....	2-4
2.3.2 カナダ .....	2-24
2.3.3 欧州 2 か国 .....	2-53
2.4 アジア諸国に関する当社の知見と事例調査.....	2-81
2.5 メーカーへの聞き取り調査による事例調査.....	2-89
2.6 AI 等を用いた運用ルール改善による設備容量増の事例.....	2-92
2.7 調査結果の整理・まとめ .....	2-93
2.7.1 米国 .....	2-93
2.7.2 カナダ .....	2-94
2.7.3 欧州 2 カ国 .....	2-94
2.7.4 アジア .....	2-95
2.7.5 その他 .....	2-96
2.7.6 全体のまとめ.....	2-96
3. 大規模な水力発電の設備容量・発電電力量を増やすための具体的な手法調査.....	3-1
3.1 目的.....	3-1
3.2 水力発電所の増出力・増発電電力量手法 .....	3-1
3.3 国内の具体的事例の調査 .....	3-3
3.3.1 調査の方針 .....	3-3
3.3.2 増強手法（要素技術）の整理 .....	3-6

3.3.3	増強手法の推進策または必要条件 .....	3-7
3.3.4	増強手法の整理と類型化の方針 .....	3-8
3.3.5	調査した国内事例 .....	3-9
3.3.6	事例から見る要素技術の傾向（一般水力） .....	3-16
3.3.7	国内再開発の好事例と典型的な増強手法 .....	3-21
3.3.8	系統制約における課題 .....	3-39
3.3.9	ヒアリング .....	3-45
3.3.10	国内再開発の課題解決に繋がる増強手法の類型化と要素技術 .....	3-46
3.3.11	調査結果の整理 .....	3-49
3.4	国内外の具体的な事例の整理 .....	3-50
3.4.1	データベース（一覧表）の作成 .....	3-50
3.4.2	出力増加手法（要素技術）の整理 .....	3-53
3.4.3	水力発電再開発に向けた日本国内課題への参考事例 .....	3-55
3.5	国内で適用できる効果的な手法の類型化（要素技術シートの作成） .....	3-59
4.	水力発電所における水上太陽光発電のポテンシャル調査 .....	4-1
4.1	国内の発電用ダムリストの整理と机上検討ダムの抽出 .....	4-1
4.1.1	発電用ダムリスト .....	4-1
4.1.2	国内の発電用ダムの諸元等の傾向 .....	4-1
4.1.3	文献から見る水上太陽光発電の特徴 .....	4-3
4.1.4	水上太陽光発電の導入検討に向けた机上検討ダムの抽出 .....	4-8
4.1.5	机上検討ダムの抽出 .....	4-12
4.2	机上検討ダムにおけるヒアリング結果 .....	4-17
4.2.1	水上太陽光発電の設置に係る設備面および環境面での特徴と課題 .....	4-17
4.2.2	ポテンシャル検討等に向けた留意事項 .....	4-20
4.3	ケーススタディ .....	4-22
4.3.1	一定の仮定条件の検討 .....	4-22
4.3.2	設備容量の検討方法 .....	4-27
4.3.3	発電電力量の検討方法 .....	4-28
4.3.4	ケーススタディの結果 .....	4-31
4.4	必要な許認可・手続きの整理 .....	4-32
4.4.1	主な必要許認可・手続き .....	4-32
4.4.2	陸上太陽光発電に必要な許認可・手続きの整理 .....	4-35
4.4.3	ダム湖水上設置の許認可・手続きの整理 .....	4-35
4.5	水上太陽光発電の導入における制約の整理 .....	4-36
4.5.1	系統連系に関する制約と課題 .....	4-36
4.5.2	水上太陽光発電が発電用ダムの運用に及ぼす影響 .....	4-37
4.5.3	水上太陽光発電の発電出力急変に伴う系統と水力発電所への影響 .....	4-38
5.	大規模な水力発電及び水力発電所における水上太陽光発電の将来見通しの試算 .....	5-1

5.1	目的.....	5-1
5.2	水力発電増加ポテンシャル試算モデルの前提条件整理.....	5-1
5.2.1	既存の水力発電所増強方法と要素技術.....	5-1
5.2.2	試算モデルの検討.....	5-2
5.2.3	ポテンシャル試算モデルの構築.....	5-3
5.2.4	ポテンシャル試算対象水力発電所.....	5-6
5.3	2030年、2040年、2050年の断面での見通し整理.....	5-10
5.3.1	大規模な既設水力発電所増加ポテンシャル（水車発電機の更新）.....	5-10

# 第 1 章

## 事 業 概 要

## 1. 事業概要

### 1.1 事業名

令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業  
(2050年カーボンニュートラルの達成に向けた水力発電等のポテンシャル調査)

### 1.2 事業目的

2050年カーボンニュートラルの実現にあたっては、温室効果ガス排出ゼロに加え、純国産、発電コストが安価、天候に左右されない等、優れた特性を有する水力発電の最大限の活用が不可欠である。しかし、水力発電の主な開発は1990年代に終了しており、近年の設備容量の増加は頭打ちとなっている。

このようなトレンドを改善すべく、資源エネルギー庁では、既設の大規模な水力発電所について設備容量(kW)、発電電力量(kWh)の両面からの増強を検討している。

本事業は、同検討に資するため、以下の調査・分析を行うことを目的とした。

- 諸外国における大規模な既設水力発電所の設備容量・発電電力量を増強するための取組状況の調査
- 大規模な既設水力発電所の設備容量・発電電力量を増やすための具体的な手法の調査
- その他、同検討に資する分析

さらに、2030年、2040年、2050年における大規模な既設水力発電所増強の導入可能性について、一定の仮定をおいた上で試算を実施した。

併せて、水力発電ダムの湖面への水上太陽光発電の導入余地のポテンシャルを検討した。

### 1.3 事業内容

本事業の事業内容は以下のとおりである。

- 計画準備
- 諸外国における大規模な既設水力発電所を増強するための取組の調査
- 大規模な既設水力発電所の設備容量・発電電力量を増やすための具体的な手法調査
- 水力発電ダムにおける水上太陽光発電のポテンシャル調査
- 大規模な既設水力発電所増強および水力発電ダムにおける水上太陽光発電の将来見通しの試算

## 1.4 事業委託機関

資源エネルギー庁

## 1.5 事業受託機関

日本工営株式会社 東京支店  
〒102-8539 東京都千代田区麹町 5-4

## 1.6 契約年月日

契約年月日： 令和3年11月22日

## 1.7 事業期間

事業期間は以下に示すとおりである。

自) 令和3年11月22日

至) 令和4年3月18日

## 1.8 外注体制

本事業では、以下の組織へ一部支援業務を外注した。

### (1) NPO 法人 水力開発研究所

水力発電に関わる有識者として、水力増強事例調査、事例の整理・類型化、将来ポテンシャル試算等、本業務全般に関わるアドバイザリー業務を外注した。

### (2) ILF CONSULTING ENGINEERS AUSTRIA GMBH

欧州における水力増強事例調査の支援として外注した。

## 第2章

# 諸外国における大規模な水力発電を増強 するための取組調査

## 2. 諸外国における大規模な水力発電を増強するための取組調査

### 2.1 目的

水力発電の歴史は長く、古くは 19 世紀から欧米を発端として、各国での導入が進められてきた。水力発電所は、一度設備を設置すると長期的・安定的に運用を行うことが出来るという特長があるため、各国において補修・改善をしながら活用がなされている。水力発電所の長期的な運用において、最新の技術の活用等による電源としての機能向上、技術面の工夫等により設備容量・発電電力量の増強を実現した大規模な水力発電施設が世界中に多数存在している。また、設備容量増強等の取組と同時に、環境保全や地域社会への貢献などを実現している事例も見受けられる。このような状況を踏まえ、諸外国における大規模な既設水力発電所の設備容量・発電電力量を増強するための民間・公的機関による取組および政府等による支援策について調査を行った。そして成功要因の分析と課題抽出を行った。

### 2.2 調査方法・留意点

#### 2.2.1 調査対象とする発電所の整理

##### (1) 基本方針

調査対象となる大規模な水力発電所とは、一般に 30MW 程度以上の規模を有していることが挙げられる。また貯水池を有する発電所が多くなると想定される。しかし、海外の事例は文献調査や web での検索が中心となり国内に比べ収集が難しく、母数が少なくなる。そのため大規模事例に限らず、増強事例として参考となる知見を有するものについては調査対象とした。

##### (2) 留意点

###### 1) 増強手法の分類を意識した調査

取組調査においては、後述する国内の増強事例と同じ分類にて整理を行った。しかし全ての分類をカバーするのは困難である。そこで、大きく機電設備、土木施設に関する 2 つの大分類に分けることができるため、少なくともこの大分類を網羅することを念頭に調査を実施した。

表 2-1 諸外国における調査大分類

No.	大分類	具体的な事例
1	機電設備の高効率化等による設備容量増	既設の機電設備の高効率化等により、設備容量増、発電電力量増を実現する事例。
2	土木施設の改修、改良、増設などによる流量や有効落差の増加に伴う設備容量増	ダムの嵩上げ、水路の増設、水路の拡幅、損失改善等による設備容量増の事例。
3	その他	上記以外の事例があれば収集を行う。

出典：日本工営株式会社

## 2) 発電電力量 (kWh) 増加に寄与する増強を意識した調査

第1章の事業目的に記載の通り、本邦では2050年までに温室効果ガス排出量ゼロ（カーボンニュートラル）を目指している。この目的を実現するためには、既存の炭素由来電源の一部を水力で置き換えていき、エネルギーミックスにおける水力の割合を増やすことでの貢献が期待される。このため、ピーク需要対応のための発電所の設備容量 (kW) 増強のみならず、発電電力量 (kWh) 増強をも実現するような手法を意識して調査を行うこととした。

### 2.2.2 調査する文献等の抽出・整理

調査の情報ソースとしては、インターネット上の文献検索を主体として実施した。参考とした収集ソースを下表に示す。また、各国で引用した情報ソースはそれぞれ各節に示す。

表 2-2 調査文献一覧

No.	分類	情報ソースの候補
1	国際学会・会議	Hydrovision International、 Hydro International Conference、 世界大ダム会議 (ICOLD)
2	各国政府機関、NPO 等	米国エネルギー省 (DOE)、 WATERPOWER CANADA
3	国際機関	国際エネルギー機関 (IEA)、 国際水力協会 (IHA)
4	専門誌	International Water Power and Dam Construction、Hydropower and Dams、Power Engineering International、電力土木
5	電力会社・電力公社等	Hydro Quebec (カナダ)、BC Hydro (カナ ダ)、EVN (ベトナム)、EDL (ラオス)

出典：日本工営株式会社

上記情報ソースのうち、国際エネルギー機関 (IEA) は2016年に世界における水力増強事業について70の事例（そのうち45例が日本）を調べている。この事例を中心に、他の同様な調査の有無を確認し、効率的に調査を行った。

### 2.2.3 民間・公的機関による取組の調査の視点・留意点

前項に示した文献調査において、以下の項目を中心に整理することとした。ただし、情報源によっては情報が十分に公開されておらず、特に⑥～⑩は可能な限り収集した。

- ① 再開発の目的、背景
- ② 事業主体

- ③ 設備容量増強の方法
- ④ 設備容量増分 (kW)
- ⑤ 発電電力量増分 (kWh)
- ⑥ 増強事業の必要期間 (調査、設計、施工の各期間)
- ⑦ 環境保全および地域貢献に関する取り組み
- ⑧ 工事費、資金調達
- ⑨ 既設発電所を運転しながらの工事における留意点など
- ⑩ 未利用水力エネルギーの活用推進に資する事例なども考慮

なお、文献調査で得られない情報については、以下の方法で補足を行った。

- 欧州の事例についてはオーストリアのコンサルタントである ILF Consulting Engineers に委託し、事例収集を行った。
- 本調査業務において水力開発研究所 (HDRI) の有識者にヒアリングを行い、国内外の再開発 (または水力発電所の増強) に関する情報収集を行った。
- 当社の水力開発実績 (アジア、国内) に基づく知見から情報を補足した。

#### 2.2.4 政府による支援策の調査の視点・留意点

前項に示した文献調査において、下記項目を調査し追記することとした。

- ① 補助金
- ② 官民連携 (PPP、PFI)
- ③ 規制緩和
- ④ 行政支援、地域振興
- ⑤ ステークホルダーの合意形成
- ⑥ 未利用水力エネルギーの活用推進に資する事例なども考慮

なお、民間・公的機関による取組の調査と同様に、オーストリアのコンサルタントである ILF Consulting Engineers への委託、有識者へのヒアリングと、当社の開発実績に基づく知見から情報を補足した。

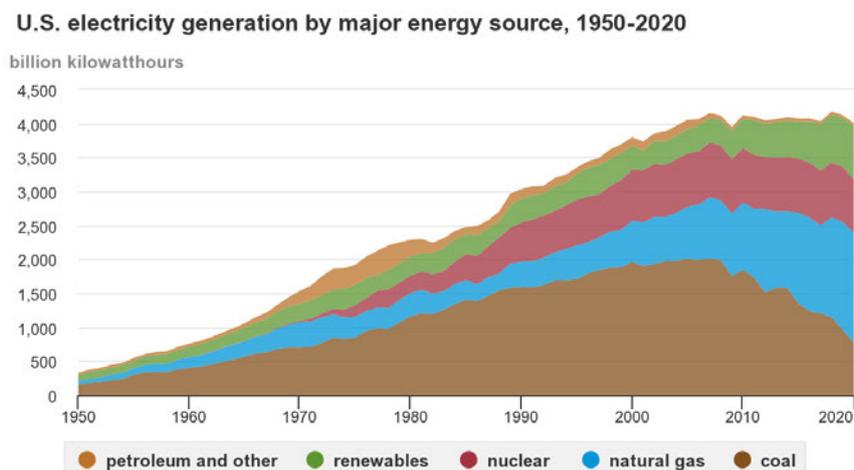
## 2.3 米国、カナダ、欧州 2ヶ国の調査

米国、カナダ、欧州 2 カ国それぞれについて、各国での水力発電を取り巻く概況と政府支援策、収集できた事例について記す。

### 2.3.1 米国

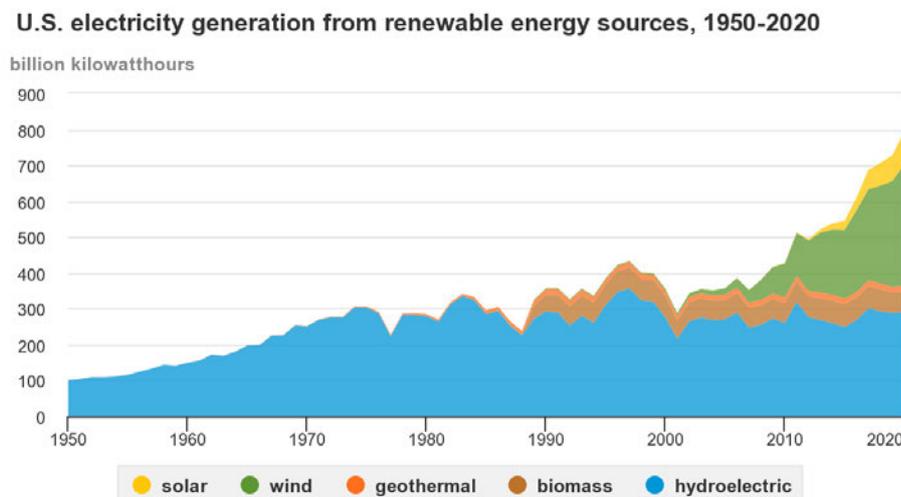
#### (1) 米国における現在の電源構成

2020 年時点の米国における電源構成を図 2-1 および再生可能エネルギーの構成詳細を図 2-2 に示す。米国では、化石燃料が全体の約 60%（天然ガス約 40%、石炭約 19%、石油約 1%）を占めている。一方、原子力発電及び再生可能エネルギーの割合はそれぞれ約 20%となっており、水力発電の比率は全体の電力供給量に対して約 7.3%となっている。



出典：EIA

図 2-1 米国における電源構成 (kWh ベース)

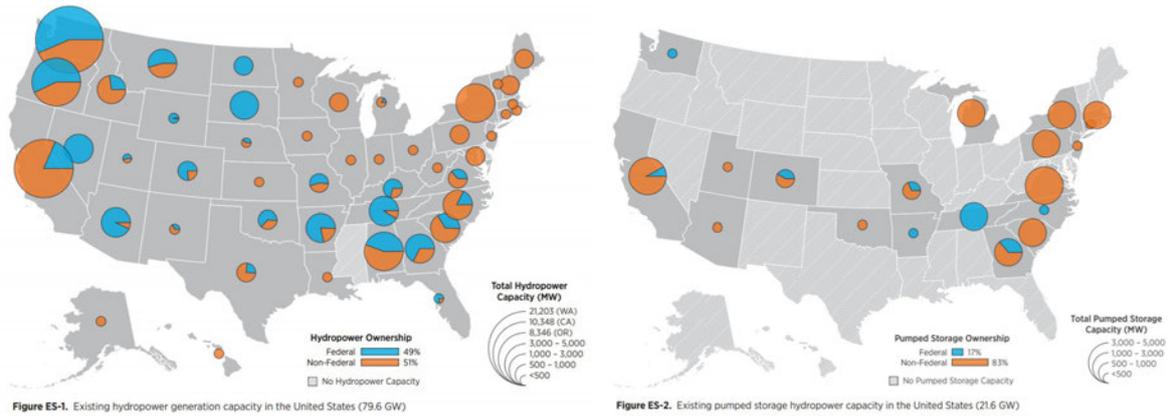


出典：EIA

図 2-2 米国における再生可能エネルギー電力量及びその電源構成 (kWh ベース)

(2) 米国における水力発電の概況

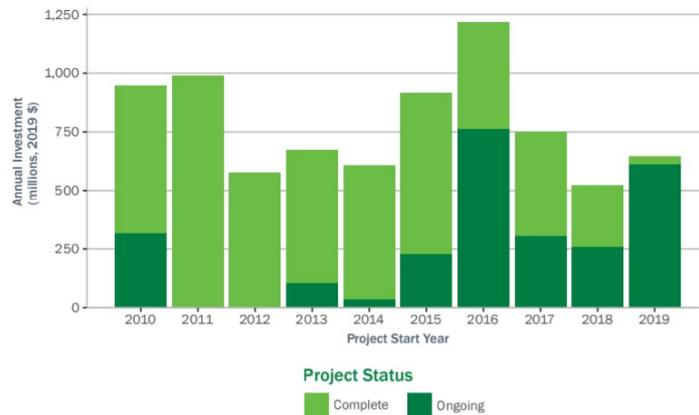
米国における水力発電所の所有者は、陸軍工兵隊（US Army Corps of Engineers / USACE）、開拓局（US Bureau of Reclamation / USBR）、テネシー川流域公社等の連邦政府機関が全体の設備容量の約半分（約 49%）を占めている。またその残りのうち、州や公益事業者が約 24%、民間事業者が約 27%を占めている。州毎の発電所所有者分類を図 2-3 に示す。



出典：U.S. Department of Energy

図 2-3 米国の州毎の発電所所有者分類（左）、揚水発電所有者分類（右）(kW ベース)

なお、米国のエネルギー省が発行する U.S. Hydropower Market Report に示されている既設発電所の改修および更新（揚水発電所を含む）にかかる投資額推移を図 2-4 に示す。なお、本レポートによればこれらの事業は合計 339 事業あるが、そのうち水車のランナーの改修が 104 事業、発電機の改修が 91 事業、デジタルガバナーの導入が 34 事業、洪水用ゲートの改修もしくは取替が 28 事業あり、多くの事業がこの対策を組み合わせで行っているとのことである。その他の分類が不明であるが、米国では水車発電機の更新事例が多く存在していると推察される。



出典：U.S. Hydropower Market Report

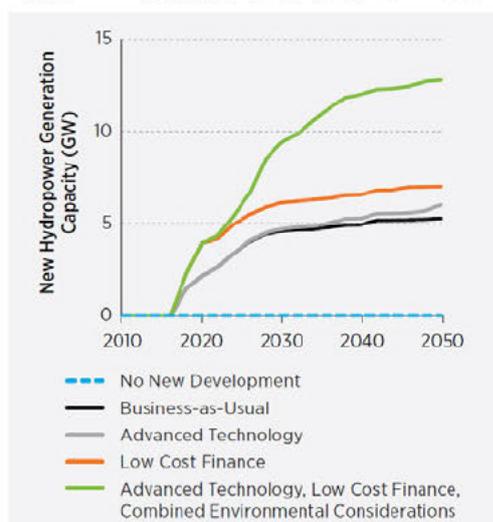
図 2-4 2010～2019 年における米国既設水力発電所の更新・改修に関わる投資額推移

### (3) 水力発電所増設に関するロードマップ

米国エネルギー省 (Department of Energy/ DOE) が 2016 年 7 月に発表した "Hydropower Vision"において、国内の水力発電の設備容量を現在の 101GW から 2050 年までに約 150GW に増加させるシナリオとロードマップを示している。これは National Renewable Energy Laboratory (NREL)の Regional Energy Deployment System (ReEDS)により分析され、50 を超えるシナリオをシミュレーションし評価した結果に基づいたものである。

このロードマップでは、12.8GW の水力開発及び 35.5GW の揚水発電の組み合わせによって達成されるとしており、水力開発計画には既設発電所の更新 6.3GW が含まれている。その他、非発電用ダムへの発電機機能の追加 4.8GW、新規水力開発 1.7GW をあげ、これら 4 本の軸により水力開発を行うとしている。この目標に対して、半分以上の開発は 2030 年までに行うことが可能であるとしている。2050 年までの各シナリオ曲線およびその内訳を図 2-5、表 2-3 にそれぞれ示す。

このシナリオによれば、2017 年から 2050 年の間で発生する 56 億トンの CO<sub>2</sub> 換算量を削減でき、また 2090 億ドルの経済損失を回避することができるとされている。



出典：U.S. Department of Energy, Hydropower Vision Report

図 2-5 米国エネルギー省水力ロードマップにおけるシナリオ毎曲線 (揚水発電除く)

表 2-3 米国エネルギー省水力ロードマップ内訳 (通常シナリオ及び最良シナリオ)

Resource Category	Business-as-Usual Scenario (GW)		Advanced Technology, Low Cost Finance, Combined Environmental Considerations Scenario (GW)	
	2030	2050	2030	2050
<b>Total New Hydropower Generation Capacity</b>	4.5	5.2	9.4	12.8
Upgrades and Optimization of Existing Hydropower Plants	4.5	5.2	5.6	6.3
Powering of Non-Powered Dams	0.04	0.04	3.6	4.8
New Stream-Reach Development	0	0	0.2	1.7
<b>New Pumped Storage Hydropower Capacity</b>	0.2	0.5	16.2	35.5
<b>Total New Hydropower Capacity</b>	4.7	5.7	25.6	48.3

出典：U.S. Department of Energy, Hydropower Vision Report

(4) 米国における再生可能エネルギー促進政策

米国政府の再生可能エネルギー促進政策は、主に税額控除、目標設定および市場形成の3つの面から行われている。それぞれの概要を表 2-4 に示す。

表 2-4 米国の主な再生可能エネルギー促進政策

分類	施策名称	内容	備考
税額 控除	再生可能エネルギー発電税額 控除 (PTC: Renewable Electricity Production Tax Credit)	発電開始から一定期間、発電電力量に 対して所定額が控除される (2016 年時 点で 2.3 セント/kWh)。	2013 年末までに着工し た設備に対してのみ適用
目標 設定	再生可能エネルギー利用基準 (RPS: Renewable Portfolio Standard)	発電事業者に対して供給電力の一定割 合を再生可能エネルギー電力で賄うこ とを義務付ける制度	州によって基準値が異な る
市場 形成	再生可能エネルギー証書/クレ ジット (RECs: Renewable Energy Certificate)	再生可能エネルギー由来の電力に付随 すると考えられる環境面・社会面、そ の他属性の所有権を主張するための証 書	トラッキングシステムを 設けており、再生可能エ ネルギー由来か特定可能

出典：IEA 水力実施協定報告書より作成

(5) 米国における代表的な政府支援策

米国政府の大規模な公的支援策として、2009 年の米国復興・再投資法 (American Recovery and Reinvestment Act of 2009 / ARRA) が挙げられる。

米国政府は、2008 年のリーマン・ブラザーズ・ホールディングスが経営破綻したことによる世界的大不況 (通称リーマン・ショック) を受け、景気刺激対策として ARRA を制定、実施した。ARRA では、雇用の維持・創出を目的とするだけでなく、社会基盤・教育・保険・再生可能エネルギー等へ投資目的も含んでおり、2009 年から 2019 年度までで約 7,870 億ドルに上る財政支出が行われ、そのうちエネルギー投資には 430 億ドルが割り当てられた。ARRA の内訳を表 2-5 に示す。

表 2-5 ARRA 内訳

【単位：億ドル】 総額に占める比率↓

総額 7,870 [76.3]	財政出動 4,900 [48.4]	州 地方自治体財政支援	1,440	(18%)
		インフラ整備、科学技術助成	1,110	(14%)
		低所得者 失業者支援	810	(10%)
		医療保険助成	590	(7%)
		教育、職業訓練助成	530	(7%)
		環境 エネルギー投資	430	(5%)
		その他	80	(1%)
		減税	2,880 [27.9]	1,160
	所得減税（個人で400ドル、夫婦で800ドル）	700	(9%)	
	再生可能エネルギー投資促進	200	(3%)	
	児童課税控除の適用拡大	150	(2%)	
	高齢者などの生活支援	140	(2%)	
	大学進学者の負担軽減	140	(2%)	
	住宅 自動車の購入促進	80	(1%)	
	失業手当の課税控除	50	(1%)	
その他	260	(3%)		

※[ ]内は兆円（2009年当時レートを採用し、1ドル=97円で換算）

スマートグリッド投資（送電線の近代化 効率化 信頼度向上）	110.0
州 地方自治体による省エネ投資	63.0
再生可能エネルギー開発 送電線建設向け融資保証	60.0
低所得者向け住宅の断熱化 気密化	50.0
連邦政府ビルへの省エネ投資	45.0
再生可能エネルギー 省エネ技術開発	25.0
先進的電池技術開発	20.0
化石エネルギー研究開発、クリーンコール技術開発	18.8
CCS実証プロジェクト	15.2
再生可能エネルギー 省エネ産業向け職業訓練	5.0
電気自動車開発	4.0
需要家の省エネルギー製品への取替促進	3.0
連邦政府所有車両の代替燃料車 電気自動車への取替	3.0
軍事基地の再生可能エネルギー利用に関する研究	3.0
州 地方自治体所有車両の代替燃料車への取替	3.0
ディーゼル排ガス削減プログラム	3.0
低所得者向け住宅の省エネ投資	2.5

再生可能エネルギー発電に対する生産税控除(PTC)の3年間延長	131.4
住宅用省エネルギー税控除の拡大	20.3
電気自動車に対する税控除の拡大	20.0
投資税控除(ITC)の適用要件緩和、住宅用再エネ税控除の上限撤廃	8.7
省エネ債権の発行額増額	8.0
再生可能エネルギー債権(CERBs)の発行額増額	5.8
投資税控除(ITC)の一時的な適用範囲拡大(PTCとの選択制)	2.9
ガソリンスタンド等の大愛燃料補給投資に対する税控除の拡大	0.5
再生可能エネルギー発電設備建設に対する補助金	0.1

出典：日本原子力産業協会ウェブサイト

この ARRA の枠組みにおいて、米国エネルギー省（DOE）は資金援助プログラム（エネルギー効率・再生可能エネルギー部 風力・水力プログラム）を通じて、複数の各水力発電事業に対して支援金を提供している。この資金援助プログラムは、既存の連邦政府以外の機関が所有する水力発電施設において、ダムに大きな改造を加えることなく、また規制による遅れを最小限に抑えながら、発電電力量を最大化するための水車や制御技術の導入を支援することを目的としている。

資金援助プログラムのターゲットは連邦政府以外が所有する既存の水力発電所であり、50MW 以上の発電所で 3 箇所、50MW 未満の発電所で 4 箇所選定された。なお、要件詳細は以下の通りである。

50MW 以上の発電所：非連邦政府機関の出資比率が 80%以上で最大 2500 万ドル

50MW 以下の発電所：非連邦政府機関の出資比率が 50%以上で最大 700 万ドル

ARRA において対象となった水力発電所を表 2-6 に示す。

表 2-6 ARRA 対象の水力発電所一覧

FOA Sub Topic	Project Recipient	Project Title	Recovery Act Funding	Non Federal Cost Share	Project Location
Upgrades at Large Projects (> 50MW)  * 80% Non-Federal Cost Share Required	Alabama Power Company	Upgrades to Alabama Power Hydroelectric Developments	\$6,000,000	\$24,000,000	Alabama
	Alcoa, Inc.	Tapoco Project: Cheoah Upgrade	\$12,174,956	\$57,001,147	North Carolina
	City of Tacoma	North Fork Skokomish Powerhouse at Cushman No. 2 Dam	\$4,671,304	\$22,082,626	Washington
Upgrades at Small Projects (< 50MW)  * 50% Non-Federal Cost Share Required	City of Boulder	Modernization of the Boulder Canyon Hydroelectric Project	\$1,180,000	\$4,682,858	Colorado
	City of North Little Rock	Replacement of Current Mechanical Seal System with Rope Packing System	\$450,000	\$536,245	Arkansas
	Los Alamos County	Installation of a Low-Flow Unit at the Abiquiu Hydroelectric Facility	\$4,558,344	\$4,675,763	New Mexico
	Minnesota Power	Fond du Lac Hydroelectric Facility Modernization	\$815,995	\$4,783,061	Minnesota
		<b>Total:</b>	<b>\$29,850,599 (20.2%)</b>	<b>\$117,761,700 (79.8%)</b>	

出典：U.S. Department of Energy

なお、ARRA の適用条件としては以下の 7 つの項目が挙げられている。発電量の増加に関する要件、環境面での品質向上の他、経済政策である ARRA の目的に沿って、雇用創出等についても要件が設けられている。

- 1) 米国内の既設水力発電所の近代化を行い、環境面も含めて水力発電の質・量を向上させること
- 2) 連邦政府以外が所有する水力発電所において、発電システムを最大化させる水車や制御技術を配置すること

- 3) 効率の増加や、環境面でのパフォーマンス強化を通して、エネルギー生産の質・量の向上を行うこと
- 4) 発電量を少なくとも5%以上増加させること
- 5) 事業期間内に発電量を増加させること
- 6) 発電所における安全衛生面の改善を行うこと
- 7) ARRA の目的について促進させること。特に、雇用創出、保全、経済回復を迅速に行うこと

## (6) 米国の水力発電所増強事例

### 1) 米国の発電所を多数保有する公的機関

米国では、大規模水力発電所を多数保有する主な公的機関としては、陸軍工兵隊と内務省開拓局が挙げられる。陸軍工兵隊の発電所増強好事例は文献調査で収集できていないが、内務省開拓局の事例について表 2-7、表 2-8 の通り収集することができた。開拓局所有の合計 58 の発電所について、運転開始年、再開年、再開前後の設備容量および増強方法を整理した。

確認できた増強の手法としては水車発電機の更新が最も多く、概ね 10%以上の設備容量増加が見られる。ただし増強分類は、本調査によって把握できた内容のみを記載しているため、これ以外の増強も行われている可能性がある。特に増率が 100%を超える発電所は水車発電機の更新以外に再開を行っている可能性が高い。内務省開拓局の事例に関する文献調査では、水車発電機の更新以外の分類として、Buffalo Bill 発電所、Spirit Mountain 発電所（いずれも Buffalo ダムの嵩上げに伴う増強事例）のみ収集できた。

このような公的機関が保有する発電所増強への投資判断および投入計画の決定プロセスについては、各事業の妥当性について経済面、技術面からそれぞれ評価した上で、発電需要や予算計画に基づき順位付けをしているものと考えられる。しかし、本調査では具体的な記述のある資料は入手できなかった。

### 2) 米国の ARRA を活用した増強事例

工兵隊、開拓局以外の増強事例として代表的なものは、ARRA の補助金を活用した事例が挙げられる。ARRA を活用した代表事例として、Abiquiu、Boulder Canyon、Cheahoh、North Fork Skokomish、Fond du Lac の 5 つの発電所が挙げられる。詳細は後述する。

表 2-7 米国内務省開拓局所有の発電所一覧(1/2)

発電所名	運転開始(年)	運転開始時 設備容量(kW)	増強年(年)	再開発後 設備容量 (kW)	増率 (設備容量)	増強方法						その他	
						A.	B1.	B2.	B3.	B4.	C.		D.
						高効率水車・ 発電機への更 新、改修	ダム発電容量の 増加、貯水容量 の有効活用	未使用流量の 有効活用	水路損失/環境 の改善	運用ルール等 の改善	利用可能水位の高 水位化、未利用落 差の活用		運転可能時間 の長時間化
1 Alcova Powerplant	1955	36,000	no information	41,400	15.0%	no information							
2 Anderson Ranch Powerplant	1950	27,000	2007	40,000	48.1%	○							発電機の更新。
3 Big Thompson Powerplant	1959	4,500	-	4,500	-								
4 Black Canyon Powerplant	1925	8,000	1972	10,200	27.5%	○							発電機の更新。
5 Blue Mesa Powerplant	1967	60,000	1988	86,400	44.0%	○							発電機の更新。
6 Boise River Diversion Powerplant	1912	1,500	1976/2004	3,450	130.0%	○							段階的な発電所の新設、改修。
7 Boysen Powerplant	1952	15,000	-	15,000	-								
8 Buffalo Bill Powerplant	1910	5,000	1993	18,000	260.0%	○	○						Buffalo Bill Damの嵩上げによる新設。
9 Canyon Ferry Powerplant	1953/1954	50,000	-	50,000	-								
10 Chandler Powerplant	1956	12,000	-	12,000	-								
11 Crystal Powerplant	1978	28,000	2004	31,500	12.5%	○							発電機、水車の更新。
12 Davis Powerplant	1951	225,000	no information	255,000	13.3%	○							
13 Deer Creek Powerplant *	1958	4,950	-	4,950	-								
14 Elephant Butte Powerplant	1940	24,300	no information	27,945	15.0%	○							発電機、水車の更新。1977年,民間に払下げ。
15 Estes Powerplant	1950	45,000	-	45,000	-								
16 Flaming Gorge Powerplant	1963	108,000	1992/2006	151,950	40.7%	○							段階的な発電機、水車の更新。2006年,環境配慮のためオペレーション変更。
17 Flatiron Powerplant	1954	71,500	no information	94,500	32.2%	no information							
18 Folsom Powerplant	1955	162,000	no information	198,720	22.7%	no information							
19 Fontenelle Powerplant	1968	10,000	-	10,000	-								
20 Fremont Canyon Powerplant	1960	48,000	1986/1990	66,800	39.2%	○							段階的な発電機、水車の更新。
21 Glen Canyon Powerplant	1964	950,000	1984/1987/1997	1,320,000	38.9%	○							段階的な発電機の更新。
22 Glendo Powerplant	1958	24,000	1984	38,000	58.3%	○							水車の更新。
23 Grand Coulee Powerplant	1941/1950	1,974,000	1970s/1980s/2000s	6,809,000	244.9%	○							段階的な発電機、水車の更新。発電所の新設。三基の発電所を有する。
24 Green Mountain Powerplant	1943	21,600	no information	26,000	20.4%	no information							
25 Green Springs Powerplant	1960	16,000	1993	17,290	8.1%	○							発電機の更新。
26 Guernsey Powerplant	1927	4,800	1992/1994	6,400	33.3%	○							段階的な発電機の更新。
27 Heart Mountain Powerplant	1948	5,000	-	5,000	-								1992年,発電所の建替え実施。
28 Hoover Powerplant	1936	1,344,800	1984-2000s	2,078,800	54.6%	○							段階的な発電機の更新。
29 Hungry Horse Powerplant	1952	285,000	1993	428,000	50.2%	○							発電機の更新。
30 Judge Francis Carr Powerplant	1963	143,680	2003-	154,400	7.5%	○							水車の更新。
31 Keswick Powerplant	1949	75,000	1992	117,000	56.0%	○							発電機、水車の更新。
32 Kortes Powerplant	1950	36,000	-	36,000	-								1973/1985年,増強なしの発電機の交換実施。
33 Lewiston Powerplant	1964	350	-	350	-								
34 Lower Molina Powerplant	1962	4,860	-	4,860	-								
35 Marys Lake Powerplant	1951	8,100	-	8,100	-								
36 McPhee Powerplant *	1993	1,283	-	1,283	-								
37 Minidoka Powerplant	1909	6,000	1927/1942/1995/1997	27,700	361.7%	○							段階的な発電機、水車の更新。
38 Morrow Point Powerplant	1970	120,000	1992/1993	173,334	44.4%	○							段階的な発電機の更新。
39 Mount Elbert Powerplant	1981	200,000	-	200,000	-								
40 New Melones Powerplant	1979	300,000	-	300,000	-								
41 Nimbus Powerplant	1955	13,500	-	13,500	-								
42 O. Neill Powerplant *	1967	25,200	-	25,200	-								
43 Palisades Powerplant	1957	114,000	no information	176,564	54.9%	no information							
44 Parker Powerplant	1942	120,000	-	120,000	-								
45 Pilot Butte Powerplant	1925	1,600	-	1,600	-								1990年,ベンストックの付替え。2003年,発電機の改修実施。

出典：USBR ウェブサイトより日本工管作成

表 2-8 米国内務省開拓局所有の発電所一覧(2/2)

発電所名	運転開始(年)	運転開始時 設備容量(kW)	増強年(年)	再開発後 設備容量 (kW)	増率 (設備容量)	増強方法						その他
						A. 高効率水車・ 発電機への更 新、改修	B1. ダム発電容量の 増加、貯水容量 の有効活用	B2. 未使用流量の 有効活用	B3. 水路損失/環境 の改善	B4. 運用ルール等 の改善	C. 利用可能水位の高 水位化、未利用落 差の活用	
46 <a href="#">Pole Hill Powerplant</a>	1954	33,250	no information	38,200	14.9%	no information						
47 <a href="#">Roza Powerplant</a>	1958	10,660	no information	12,937	21.4%	no information						
48 <a href="#">San Luis (William R. Gianelli) Powerplant *</a>	1958	424,000	-	424,000	-							
49 <a href="#">Seminole Powerplant</a>	1939	32,400	mid-1970 s	51,750	59.7%	○						発電機、水車の更新。
50 <a href="#">Shasta Powerplant</a>	1944	379,000	1968-1974/1980/1998/1999	663,000	74.9%	○						段階的な発電機、水車の更新。
51 <a href="#">Shoshone Powerplant</a>	1992	6,012	-	3,000	-							1980年,Un t1,2故障により運転停止。1991年,Un t3運転開始。
52 <a href="#">Spirit Mountain Powerplant</a>	-	-	1994	4,500	-	○	○					Buffalo Bill Damの嵩上げによる新設。
53 <a href="#">Spring Creek Powerplant</a>	1964	150,000	2002	180,000	20.0%	○						水車の更新。
54 <a href="#">Stampede Powerplant</a>	1987	3,650	-	3,650	-							
55 <a href="#">Towaoc Powerplant *</a>	1993	11,495	-	11,495	-							
56 <a href="#">Trinity Powerplant</a>	1964	100,000	mid-1980's	140,000	40.0%	○						発電機の更新。
57 <a href="#">Upper Molina Powerplant</a>	1962	8,640	-	8,640	-							
58 <a href="#">Yellowtail Powerplant</a>	1966	250,000	-	250,000	-							

出典：USBR ウェブサイトより日本工管作成

(7) 米国の水力発電所増強好事例一覧

米国での発電所増強好事例について、表 2-9 の資料を基に詳細な情報を収集した。各好事例の詳細を整理した一覧表を表 2-10、表 2-11 に示す。

表 2-9 米国の好事例の詳細情報収集に用いた資料一覧

No.	発電所	資料名	発行者
1	ARRA 適用事例 全般	Renewal & Upgrading of Hydropower Plants (IEA Hydro Technical Report)	IEA
2	Abiquiu	Final Technical Report Recovery Act: Installation of a Low Flow Unit at the Abiquiu Hydroelectric Facility	Incorporated Country of Los Alamos
3	Boulder Canyon	Final Technical Report Modernization of the Boulder Canyon Hydroelectric Project	City of Boulder
4	North Fork	Final Technical Report American Recovery and Reinvestment Act North Fork Skokomish Powerhouse at Cushman No.2 Dam	City of Tacoma
5	Cheoah	Recovery Act: Tapoco Project: Cheoah Upgrade Final Technical Report	Alcoa, Inc
6	Fond du Lac	Final Technical Report Fond du Lac Hydroelectric Project Recovery Act: Hydroelectric Facility Modernization	Minnesota Power
7	Buffalo Bill	Website of Bureau of Reclamation Website of Buffalo Bill Dam & Visitor Center	Bureau of Reclamation/ Buffalo Bill Dam & Visitor Center

出典：日本工営株式会社

米国の好事例として、ARRA の補助金を活用した 5 事例は全て抽出した。一方、USBR の事例では、最もケースが多かった水車発電機の更新の例については、発電所増強の観点で整理された資料が少なく、詳細な情報を収集できなかった。そのため、USBR からはダムの高上げの事例である Buffalo Bill を抽出した。以下にこれら事例を開発の類型毎に整理した。

1) 老朽化した水車発電機の更新事業 (Fond du Lac、Cheaoh、Boulder Canyon)

Fond du Lac 発電所、Cheaoh 発電所、Boulder Canyon 発電所は、建設後約 90 年を超え、老朽化した水車発電機を更新することで発電電力量を増強した事例である。Fond du Lac では水車発電機の更新のみで 12% の発電電力量増強がみられる等、老朽化した水車発電機の更新による効果の実績を収集することができた。

2) 現状の流況に則し、未利用流量を活用した事業 (Boulder Canyon、Abiquiu)

Boulder Canyon、Abiquiu 発電所は、建設当初からの変化に則した再開発を行い、効率的に発電所を増強した事例である。Abiquiu 発電所では、冬期の未利用流量を活用して増設し、設備容量・発電電力量共に約 2 割の増加がみられた。Boulder Canyon 発電所では、現状の流況に合わせ、当初より最大出力を下げ、設備利用率を向上させた結果、水車発電機の高効率化も寄与し電力量が 3 割以上増加した。

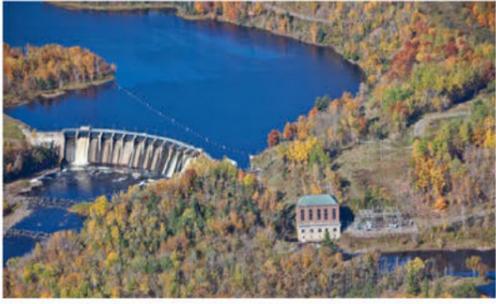
3) 環境対策とセットで実施した事業 (North Folk Skokomish)

North Folk Skokomish 発電所では、増強の規模としては小さいが、環境問題に対する軋轢回避のため、魚道設置という環境対策と合わせて発電所を増設した事例である。ARRA 適用事業は地元住民雇用等を通じて地域へ貢献しているが、特に環境・地域共生に貢献した事業であるといえる。このケースでは、設備容量で約 4% 増加、発電電力量は約 13% 増加した。

4) ダム嵩上げにより発電増強事業 (Buffalo Bill)

Buffalo Bill は開拓局所有のダム嵩上げの事例である。開拓局所有の発電所では水車発電機を更新した事例が多いが、嵩上げも行っている。また本事例はワイオミング州が事業費の 40% を拠出しており、州政府と国が費用分担契約を交わした米国で最初の水資源事業である。このケースでは、設備容量で約 260% 増加した。

表 2-10 米国水力発電所再開発例概要一覧 (1/2)

分類	ARRA 適用事業 (非連邦政府事業)											
発電所名	Fond du Lac (ミネソタ州)			Cheaoh (ノースカロライナ州)			Boulder Canyon (コロラド州)			Abiquiu (ニューメキシコ州)		
概要・写真												
事業者名	Minnesota Power			Alcoa, Inc.			City of Boulder, Colorado			County of Los Alamos		
取水/運用形式	ダム式-			ダム式-			ダム水路式-			ダム式-		
再開発の背景・目的	既設水車が老朽化しており、期待された出力が出なくなっていたため			運転開始後 90 年を超えており、電力停止による周辺影響が懸念されたため			水車発電機一台が既に機能不全となり、もう一台も老朽化により機能不全が予測されたため			既設水車発電機が冬期の低流量に対応しておらず、効率的でなかったため		
再開発の概要	老朽化した水車発電機の更新により電力量増強			老朽化した水車発電機の更新により設備容量・電力量増強			老朽化した水車発電機の更新と発電規模の最適化により電力量増強			低流量に対応した水車発電機の増設により設備容量・電力量増強		
初期開発年	1924			1919			1910			1990		
再開発年	2013			2012			2012			2012		
再開発時点経過年	89 年			93 年			102 年			22 年		
有効落差 (m)	22.3 (総落差)			58			557.8			53		
増強による効果	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率
設備容量 (MW)	12(12x1)	12(12x1)	N/A	118(22x4+30x1)	162(33x4+30)	37%	10(10x1)	5(5x1)	-50%	13.8 (6.9x2)	16.9(6.9x2+3.1)	22%
発電電力量 (MWh/年)	50,000	56,000	12%	不明	不明	N/A	8,500	11,660	37%	7,320	8,840	21%
最大使用水量 (m³/s)	不明	不明	N/A	267	267	-	不明	1.27	N/A	36.8	43.9	19.1%
事業費 (億円)	14 ※うち 15%ARRA 補助金			84 ※うち 20%ARRA 補助金			7 ※うち 20%ARRA 補助金			12 ※うち 49%ARRA 補助金		
増設費 (千円/kW)	N/A			183			N/A			383		
増強方法の類型化												
A.高効率水車発電機への更新、改修	○	高効率水車・発電機への更新		○	高効率水車・発電機への更新		○	最適で高効率な水車発電機への更新		○	低流量用の水車・発電機を増設	
流量増加	B1.ダム発電容量の増加 貯水容量の有効活用											
	B2.未利用流量の有効活用									○	冬季の低流量に対応	
	B3.水路損失/環境の改善											
	B4.運用ルール等の改善											
C.利用可能水位の高水位化												
D.設備利用率の改善							○	規模の最適化により設備利用率増				
F.支援策、地域貢献等	○	公的支援、地域雇用		○	公的支援、地域雇用		○	公的支援、低利融資		○	公的支援、低利融資、地域雇用	

出典：表 2-9 を基に日本工営株式会社作成

備考) 増設費 = (再開発後の設備容量 - 既設設備容量) / 事業費

表 2-11 米国水力発電所再開発例概要一覧 (2/2)

分類	ARRA 適用事業 (非連邦政府事業)			開拓局所持発電所 (連邦政府事業)		
発電所名	North Fork Skokomish (ワシントン州)			Buffalo Bill (ワイオミング州)		
概要・写真						
事業者名	City of Tacoma, Washington			U.S. Bureau of Reclamation		
取水/運用形式	ダム式-			ダム水路式-		
再開発の背景・目的	許認可延長許可申請を行うにあたり、各団体からの反対運動を受けていたため			洪水調節、農業、発電目的のダムを嵩上げし、発電所を増強させるため		
再開発の概要	発電所の増設と環境対策を行い軋轢回避 (設備容量・発電電力量増強)			ダムの嵩上げおよび発電所の増設 (設備容量・発電電力量増強)		
初期開発年	1930			1910		
再開発年	2013			1993		
再開発時点経過年	83年			83年		
有効落差 (m)	(収集中)			81		
増強による効果	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率
設備容量 (MW)	81(27x3)	84.6(27x3+1.8x2)	4%	5	18	+260%
発電電力量 (MWh/年)	173,000	194,950	13%	不明	91,115	N/A
最大使用水量 (m³/s)	8.5	8.5 (既設) 6.8 (新設)	80%	不明	不明	N/A
事業費 (億円)	35 (魚道等込み) ※うち 18% ARRA 補助金			不明		
増設費 (千円/kW)	971 (魚道等込み)			不明		
増強方法の類型化						
A. 高効率水車発電機への更新、改修						
流量増加	B1. ダム発電容量の増加 貯水容量の有効活用			○	ダムの嵩上げに伴う発電所の増設	
	B2. 未利用流量の有効活用	○	ダム放流水の有効活用 ダム直下に発電所一式を増設			
	B3. 水路損失/環境の改善					
	B4. 運用ルール等の改善					
C. 利用可能水位の高水位化						
D. 設備利用率の改善						
F. 支援策、地域貢献等						
	○	公的支援、環境改善 (魚道)、地域共生		○	州政府と国が費用分担契約を締結	

出典：表 2-9 を基に日本工営株式会社作成

備考) 増設費 = (再開発後の設備容量 - 既設設備容量) / 事業費

## (8) 米国の水力発電所増強事例詳細

各発電所増強事例の概要を以下に示す。

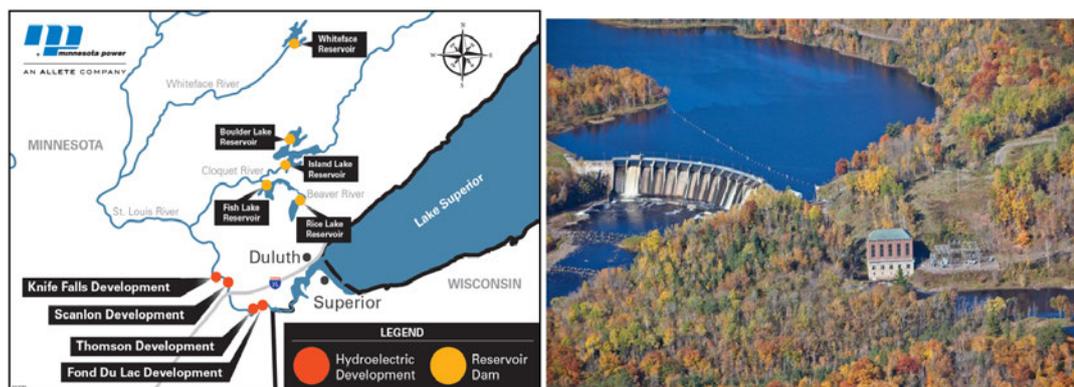
### 1) Fond du Lac 水力発電所

#### 増強の特徴：老朽化した水車発電機の更新（発電電力量増加）

本事業は、1924年に建設されたミネソタ州の12MWの水車を更新した事業である。既設水車は老朽化しており、期待された出力が出なくなっていたため、各部材の交換、補修を行った。本事業の更新により効率が回復し、12MWの出力を取り戻し、年間発電電力量を50GWhから56GWhと約6GWh増加することができた。更新項目は以下の通りである。

- ・ 高効率のステンレス製最新ランナーを備えた水車/発電機への交換
- ・ 固定子/回転子のコイル更新、水車軸受冷却システムの冷却効率向上と油飛散防止のための改善
- ・ 発電機励磁装置の静的励磁システムへの性能向上
- ・ 取水ゲートの交換及び天井クレーンの自動化
- ・ 水圧鉄管の補修（更新時の点検により対策が必要となったため）

なお、地域経済貢献として、地元作業員雇用や、25ton以上の国内産スチールを利用したゲート、ランナー等の採用等、地元サプライヤからの材料調達を行った。



出典：IEA 水力実施協定好事例集

図 2-6 Fond du Lac 水力発電所位置図および全景



出典：IEA 水力実施協定好事例集

図 2-7 Fond du Lac 水力発電所更新前ランナー、ガイドベーン

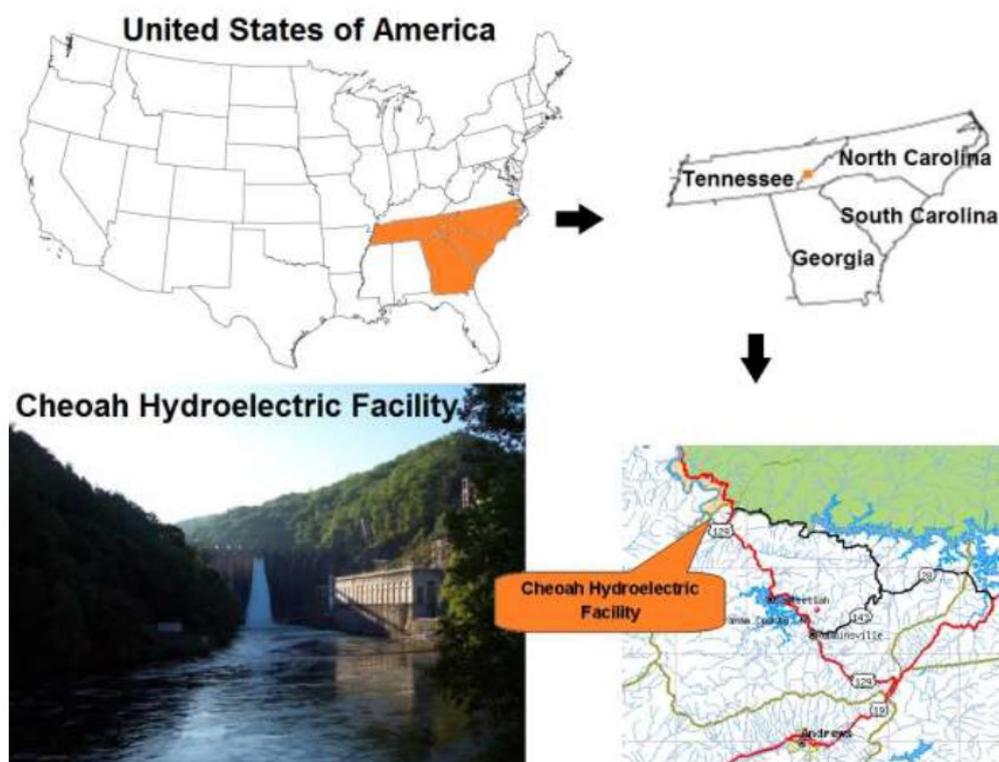
## 2) Cheaoh 水力発電所

### 増強の特徴：老朽化した水車発電機の更新（設備容量増加）

Cheaoh 発電所はノースカロライナ州にある 118MW(22MW×4, 30MW×1)の発電所であり、米国の 3 大アルミ化学会社であるアルコア社が保有している。周囲の他 3 つの発電所 (Santeetlah, Calderwood, Chilhowee) を含め、タポコ水力開発プロジェクトとして建設されたものである。テネシー川流域開発公社(TVA)は 2006 年に本発電所を含むタポコ流域を評価し、近代化計画の最優先課題として Cheaoh 発電所を補修対象として指定し補修を行うこととなった。その理由は、本発電所では 5 つの縦軸フランシス水車による発電機があるが、1949 年に更新された 5 号機を除き運転開始後 90 年を超えており、2007 年には 2 号機故障発生等、故障のリスクが高まっており、電力供給の停止による周辺への影響が懸念されていたことにある。なお、本事業では金融危機のため工事開始は 2010 年まで延期されている。

更新した機器は Voith Hydro 社の最新機器であり、1 機あたり 25%高い出力が保証された。ただし、実際には 50%の増加 (22MW→33MW) が見られている。

なお、約 80 人の雇用を創出する等地元貢献を実施している。



出典：IEA 水力実施協定好事例集

図 2-8 Cheaoh 水力発電所位置図及び全景



出典：IEA 水力実施協定好事例集

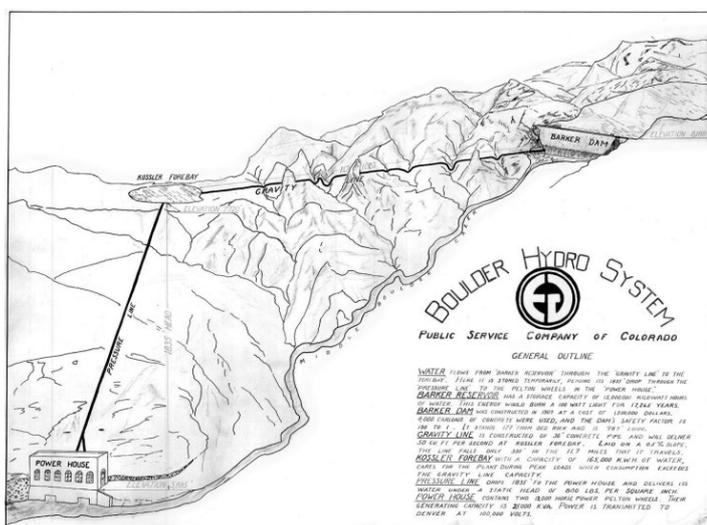
图 2-9 Cheaoh 水力發電所更新前後写真（左：当初、右：更新後）

### 3) Boulder Canyon 水力発電所

#### 増強の特徴：水車発電機更新と規模縮小による設備利用率向上（発電電力量増加）

本事例は、コロラド州 Boulder 発電所において過去に導入された水車発電機を、最適で効率的な機器に更新した事業である。既設の水車発電機は 10MW×2 台であったが、既に一台が機能しておらず、もう一台も老朽化が進み、5 年以内に機能しなくなると予測されていた。また、1995 年から 2001 年にかけて、ダムの水は主に都市部への水供給へと目的が変化しており、既設の発電機器は過大なものとなっていた。そのため、本事業にて最大出力を下げ、現状の 10MW×1 台に対して最適な水車発電機（5MW×1 台）に更新した。しかし新しい水車発電機により効率は 82%から 88%へと増加したこと、設備利用率が 55-60%から 70-88%に向上したこと等から、年間発電電力量は約 37%増加した。

なお、2010 年から 2012 年の間にコンサルタント及び工事業者合わせて 40,000 時間の雇用を生み出した。また各部材は国内で生産されたものである。



出典：IEA 水力実施協定好事例集

図 2-10 Boulder Canyon 水力発電所レイアウト



出典：IEA 水力実施協定好事例集

図 2-11 Boulder Canyon 発電所更新後内観

#### 4) Abiquiu 発電所

##### 増強の特徴：冬期の低流量に対応した発電機増設（設備容量、発電電力量増加）

Abiquiu ダムはニューメキシコ州におけるアメリカ陸軍工兵隊によって運営されているダムである。アメリカ陸軍工兵隊からの需要に応じ、洪水調節や灌漑、発電を目的として運用されている。既設の水車発電機は冬期の低流量に対応しておらず、効率的に発電することが出来ていなかった。本事業では、既設の2台の水車発電機に加え、新しい低流量に対応した発電機を設置したことにより、冬の発電電力量を大幅に増加させ、発電の柔軟性を高めることができた。

既設水車の運転範囲は  $7.1\text{m}^3/\text{s} \sim 18.4\text{m}^3/\text{s}$  であったが、新設水車は  $2.1\text{m}^3/\text{s} \sim 7.1\text{m}^3/\text{s}$  の範囲に対応させることで、冬期(11月～2月)の発電電力量が増加した。設備容量は 13.8MW から 16.9MW へ 22%増、年間発電電力量は 7,320MWh から 8,840 MWh に 1,520MWh 増加した。また、工期を短縮し、1 乾季での施工とすることで環境への影響を軽減した。

本事業では、エンジニアや工事業者等、50 人のフルタイム雇用機会を提供した。



出典：IEA 水力実施協定好事例集

図 2-12 Abiquiu 水力発電所位置図及び全景



出典：IEA 水力実施協定好事例集

図 2-13 Abiquiu 水力発電所新規水車（フランシス）

## 5) North Fork Skokomish 水力発電所

増強の特徴：発電増強と環境対策による地域の軋轢回避（設備容量、発電電力量増加）

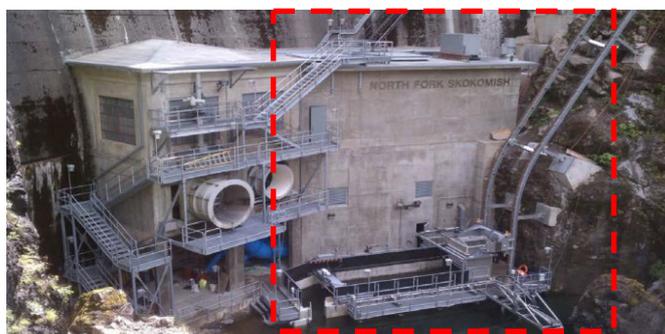
本事業は、Cushman No.2 ダム直下に設けられたダム式発電所（North Fork Skokomish 発電所）の増設事業である。本発電所はタコマ市傘下のタコマパワーが所有している。既設の 81MW の発電所の許認可延長許可申請を行うにあたり、各団体からの反対運動を受けていた。交渉の結果、魚道設置による魚類の遡上降下による環境改善、未利用流量を活用した水力発電所の増設を条件として和解することとなった。

水力発電所の増設は、ダム下流への放流水を有効活用し、1.8MW×2 台の発電所を増設するという大規模の増設ではないが、軋轢回避としての再開発や、環境対策として魚道の設置も行われていることが特徴である。



出典：IEA 水力実施協定好事例集

図 2-14 North Fork Skokomish 水力発電所取水ダム位置図及び全景



出典：IEA 水力実施協定好事例集

↑ 新規発電所

図 2-15 North Fork Skokomish 水力発電所建設後写真

## 6) Buffalo Bill 水力発電所

### 増強の特徴：ダム嵩上げによる発電所の増設（設備容量、発電電力量増加）

本事業は、USBR 所有のワイオミング州の重力式アーチコンクリートダム Buffalo Bill Dam の堤頂を 25ft (7.6m) 嵩上げし、ダム周辺の発電施設の発電容量を増強するプロジェクト (Buffalo Bill Dam Modification Project) によって新設された発電所である。Buffalo Bill Dam は 1910 年に内務省開拓局によって建設され、主に洪水調整の他、農業用・発電用に使用していたが、1985 年から 1993 年に渡る 8 年の嵩上げ工事に伴い発電施設が増設された。嵩上げにより、Buffalo Bill Dam に付随する発電所全体で 30.5MW の発電が可能となり、既設 5.0MW に対して 25.5MW の増強となった。なお、この中には同様に嵩上げに伴い新設された発電所である Spirit Mountain 発電所 (同様に USBR 所有) が含まれているが、Buffalo Bill Powerplant 単体としては、有効落差 266ft (81m)、18.0MW (6.0MW×3 台、フランシス水車) である。

なお、Buffalo Bill Dam Modification Project ではワイオミング州が事業費の 40%を拠出した。州政府と国が費用分担契約を交わした米国で最初の水資源事業である。



出典： Visitor Center of Buffalo Bill Dam

図 2-16 Buffalo Bill 水力発電所レイアウト



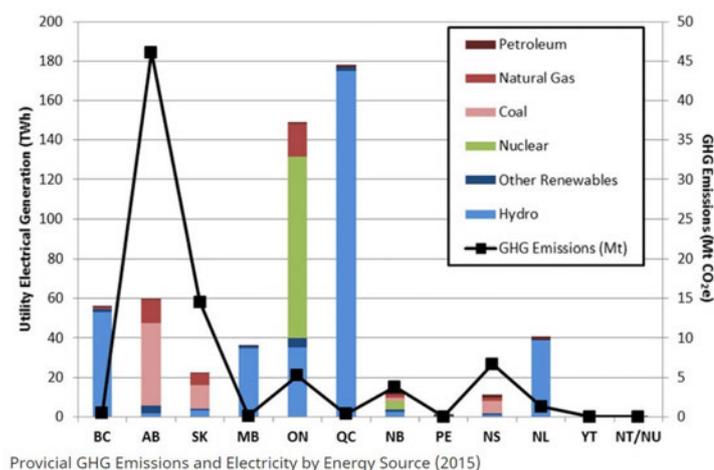
出典： Visitor Center of Buffalo Bill Dam (左図)、米国内務省開拓局 (右図)

図 2-17 Buffalo Bill ダム (左) および発電所 (右)

## 2.3.2 カナダ

### (1) カナダにおける現在の電源構成

カナダ全体では、2015年時点で国内のおよそ80%の電力が再生可能エネルギーで賅われている。しかし図 2-18 に示すように、その配分は州や地域それぞれのエネルギー資源量や送電線の整備状況、市場における需要等により異なっている。なお、2005年から2015年の10年間で温室効果ガスは約118百万トンから78百万トンに減少しており、これは後述するオンタリオ州における石炭火力から再生可能エネルギーへの電源構成の変化によるところが大きい。



出典：カナダ政府ウェブサイト

図 2-18 州毎の温室効果ガスおよび発電方法別発電電力量 (2015)

### (2) カナダにおける再生可能エネルギーに関する施策

カナダの電力セクターでは、全体の施策として2021年6月に、the Canadian Net-Zero Emissions Accountability Actが施行され、2050年時点におけるゼロ・エミッションを公約している。その他政府だけでなく各州でも大きな裁量を有しており、温室効果ガス低減に寄与する電源の増強に向けて取り組んでいる。

なお、電力事業は基本的に州単位で組織・運営されており、10州のうち8州では卸電力市場の自由化、送電線の開放が実施されている。大口の産業需要のみにオープンアクセスを認める部分自由化は、ニュー・ブランズウィック州、ブリティッシュコロンビア州、ケベック州の3州で実施されている。米国と隣接する州では送電線を開放して米国との電力の輸出入を積極的に行っている。

### (3) 代表的な政府支援策

カナダ政府は、2021年から今後4年以上にわたって864百万カナダドルの財政支援を行う施策 Smart Renewables and Electrification Pathways Program (SREPs) を適用させることとし、再生可能エネルギー及び送電網の近代化を目指している。過去には天然資源省により2007年4月から環境負荷の小さい発電再生可能エネルギー支援策 eco Energy が施行された。支援は2021年3月まで行われ、各事業には1セント/kWhのインセンティブが与えられ、運転開始から10年間の間適

用されている。実施から 14 年の間で適用事業数 104、総額 14 億カナダドル、総設備容量は 4,200MW に至る。それらには、以下事業が含まれている。

- Brilliant Expansion Project (Castlegar, BC) (120 MW)
- High Falls Generating Station; Sandra Twp (Ontario) (5.8 MW)
- Madawaska Hydrodam Modernization Project (Edmundston, NB) (4.05 MW)

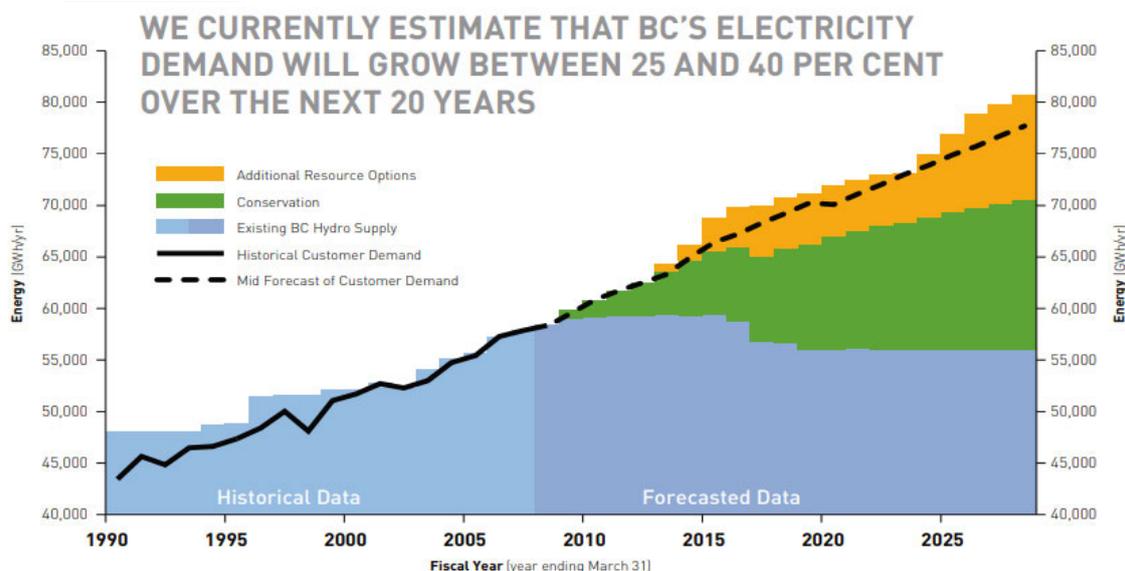
#### (4) カナダの各州における水力発電を取り巻く状況および増設計画

##### 1) British Columbia 州

ブリティッシュコロンビア州では、2000 年代の急激な経済成長により、電力需要の増加が生じていた。そのため、政府はその経済成長による環境・社会に対する影響、特に気候変動を呼び起こす温室効果ガスについて対策を施してきた。

ブリティッシュコロンビア州の主な発電事業者は州が保有する企業（Crown Corporation）である BC Hydro 社であり、32 の水力発電所、3 つの天然ガス火力発電所を有している。2007 年のブリティッシュコロンビア州第二次エネルギー計画では、BC Hydro 所有の発電所のうち 90% についてクリーンな発電事業とする目標が導入された。BC Hydro は競争力を維持しながらこれらの目標を達成する必要がある、更に、2016 年までに BC Hydro はその電力自給率を目標基準まで引き上げることが求められていた。

この目標を達成するために、既設の発電施設の効率を向上させる Resource Smart Program を統合した長期取得計画(Long Term Acquisition Plan/LTAP)を 2008 年に制定した。LTAP に示された需要予測と供給計画を図 2-19 に示す。



出典：BC Hydro LTAP

図 2-19 ブリティッシュコロンビア州電力需要予測および供給計画

LTAP の制定以来、BC Hydro は既存施設の近代化に取り組むことになり、様々な発電所の更新事業を行っている。また、併せて新規の大規模発電所の開発を目指している。

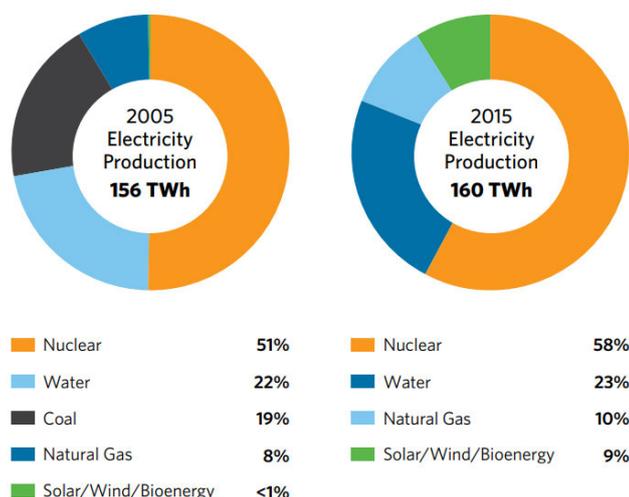
更に、2013年に Integrated Resource Plan を策定し、LTAP を強化するとともに、継続して新たな電源の開発を行っている。そこでは、後述する Ruskin ダム更新事業(9MW)や Mica 発電所 Unit 5 & 6 増設事業 (1000MW)の他、Cheakamus GS 発電所更新事業(40MW)等が挙げられている。その他にも 2021 年には Revelstoke 発電所 Unit6 増設事業(500MW)、GM Shrum 発電所更新事業(220MW)を計画している。詳細は次項に示す。

## 2) Ontario 州

オンタリオ州では、1950年に建設された Sir Adam Beck I ダムが戦後の経済成長において生じた電力需要に大きな役割を果たしてきた。しかし、オンタリオ州の電力需要が増加していたため、水力発電所のみでは需要を賄うことができず、1950年代に6つの石炭火力発電所の設置、1970年代初頭から1990年代にかけて3つの原子力発電所を増設する等、電源構成の変更が行われ、電源の多様化が進んだ。

現在のオンタリオ州の計画は、エネルギー省により2010年より定期的に発行されている長期エネルギー計画(Long-Term Energy Plan / LTEP)によって制定されている。オンタリオ州では2005年から2015年にかけて州の電源構成が大きく変化した。化石燃料のシェア減少と、再生可能エネルギーの比率向上が見られた。このような化石燃料の減少の他、電力需要の減少により、2005年以降は温室効果ガスが約80%減少した。オンタリオ州の電源構成の新旧比較および温室効果ガス排出量推移を図 2-20、図 2-21 にそれぞれ示す。

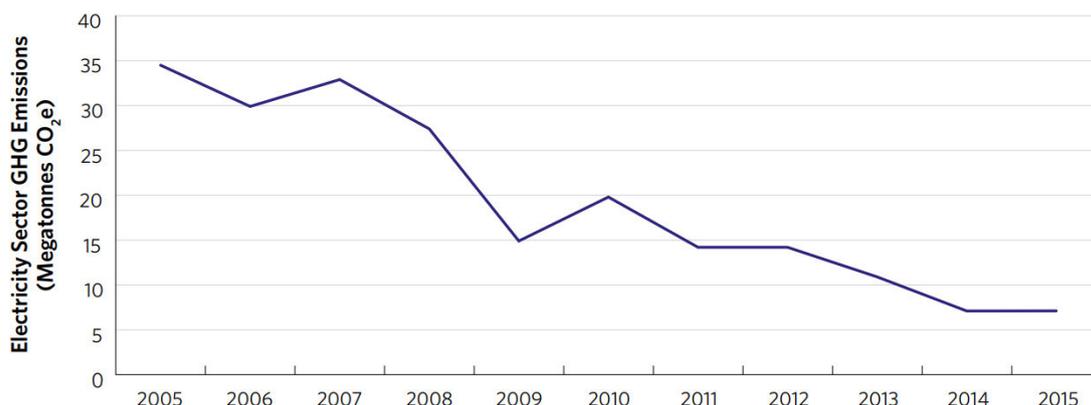
Figure 2: Ontario Electricity Production in 2005 and 2015<sup>1</sup>



出典：IESO オンタリオ州計画アウトルック

図 2-20 オンタリオ州の電源構成（2005年と2015年の比較）

Figure 6: Electricity Sector GHG Emissions<sup>6</sup>

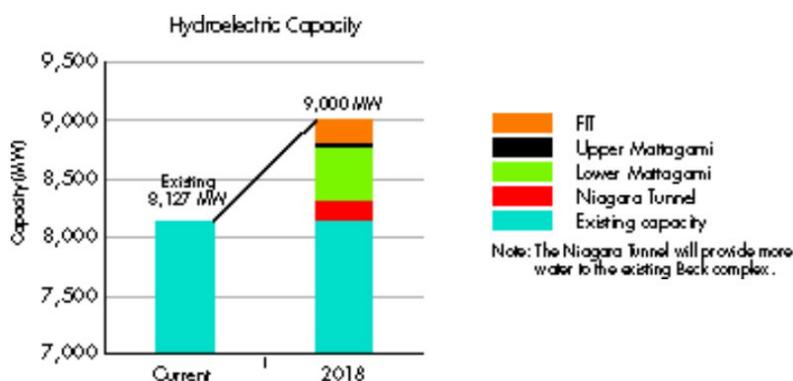


出典：IESO オンタリオ州計画アウトルック

図 2-21 オンタリオ州の温室効果ガス排出量推移

一方、2010年のLTEPに続き、政府は2018年までに水力発電所における設備容量9,000MWを目指し、容量の追加を行ってきた。2010年から2018年における水力発電容量増加目標を図2-22に示す。この計画の中には以下の事業が含まれる。

- Niagara トンネル事業(SAB 発電所での使用水量を増加させる事業)
- Lower Mattagami 水力発電所群増設事業 (440 MW)



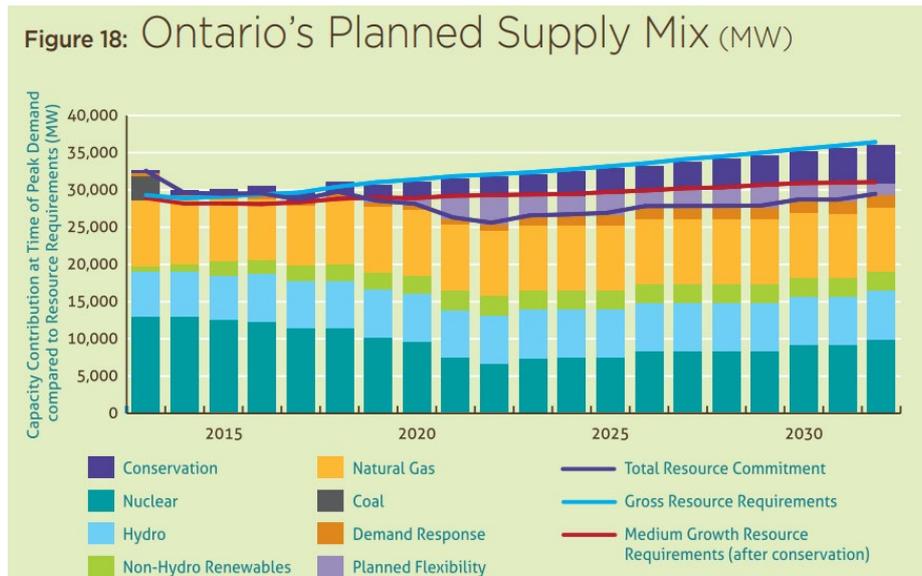
出典：オンタリオ州 2010年LTEPプラン

図 2-22 オンタリオ州における2018年水力発電容量増加目標 (2010)

その後、2013年のLTEPでは、2025年までに水力発電の設備容量を9,300MWまで増やすことを目標として設定した。この計画を基に、エネルギー省は既存の水力発電所の増強を進めている。

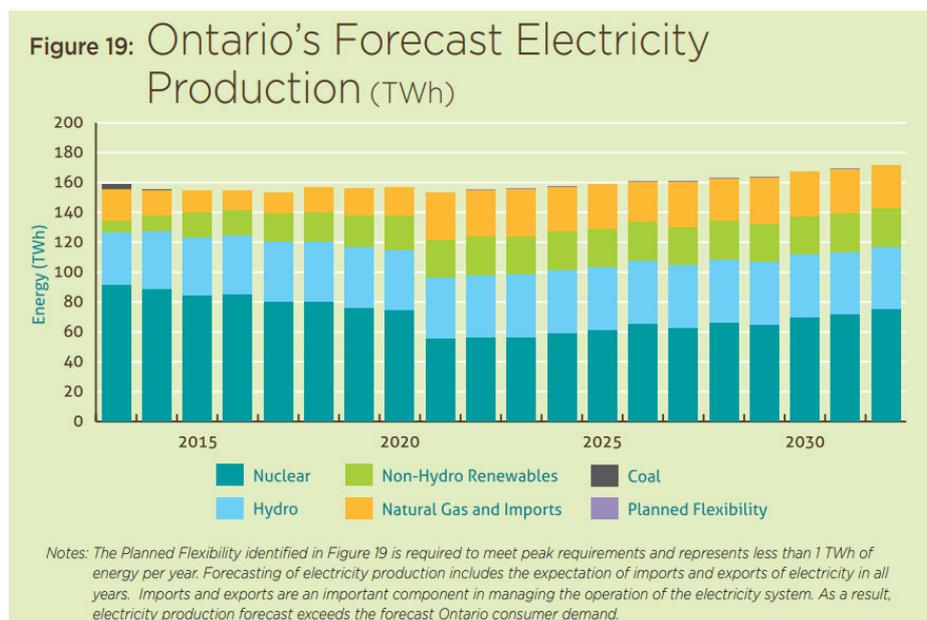
2013年LTEPにおける設備容量ベースでの供給計画と発電電力量ベースでの供給計画を図2-23、図2-24にそれぞれ示す。これらの図では、将来の電力需要

(Gross Resource Requirements) から省エネルギー化による効果(Conservation)を考慮して、必要な電力需要 (Medium Growth Resources Requirements after Conservation) を算定している。なお、電力供給量(Total Resource Commitment)は需要を下回っているが、オンタリオ州では将来の需要の不確実性について言及し、電力需要予測のうち低いシナリオを満たす供給計画としている。そのため計画上、供給分の不足が発生している。この需要と供給計画の差分を”Planned Flexibility”と名付け、計画に柔軟性を持たせており、過剰な電源投入を避け、電力料金の高騰を避けている。



出典：オンタリオ州 2013 年 LTEP プラン

図 2-23 オンタリオ州設備容量増設計画 (2013)



出典：オンタリオ州 2013 年 LTEP プラン

図 2-24 オンタリオ州発電電力量供給計画 (2013)

オンタリオ州の事業者である Ontario Power Generation (OPG)は 2020 年に最新の気候変動計画を発表し、2040 年までに実質炭素排出量をゼロとすることを目標として掲げている。OPG は現在以下の事業に取り組んでいる。

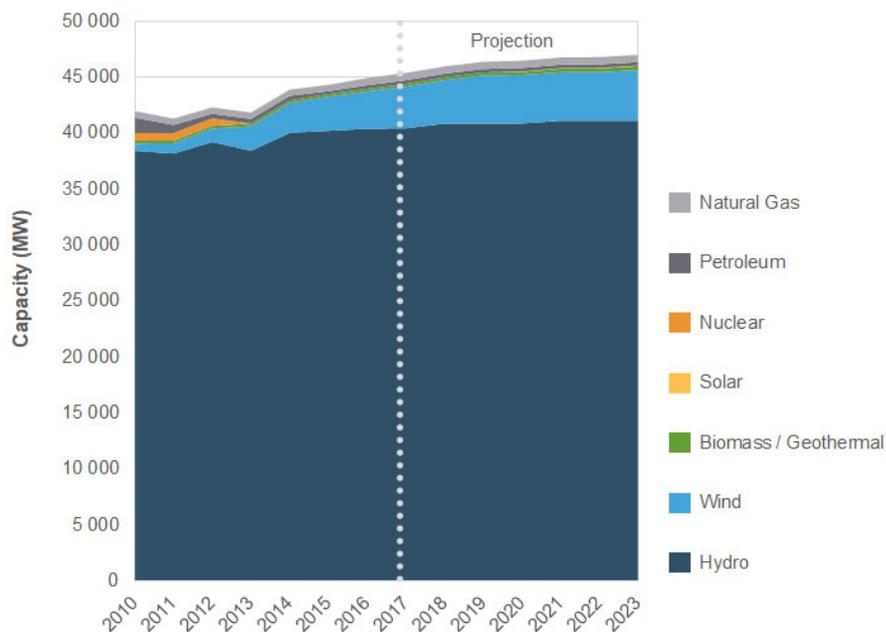
- ・ Ranney Falls GS Unit 3 改善事業 (10 MW 増設、2022 年完成予定)
- ・ Darlington’s Unit3, 1, 4 増設事業 (2026 年完成予定)
- ・ SAB1 Units 1,2 更新事業 (125MW 増設)

このうち Ranney Falls GS Unit3 改善事業および SAB Unit1,2 更新事業は、Green Bond という債権制度を用いて資金調達を行った。これは OPG により発行されるものであり、水力発電所の近代化など、クリーンエネルギーの開発を目的とした再生可能エネルギーに関する債権制度である。

### 3) Quebec 州

ケベック州にある電源は、カナダの中でも最大規模であり、かつ最も電力を輸出している州である。ケベック州の電源構成では 94%が水力発電となっており、バイオマス等の水力以外の再生可能エネルギーが 5.3%、天然ガスが 0.4%となっている。なお、ケベック州は原子力発電を 2012 年に停止している。

ケベック州では 2010 年から 2017 年の間に 5,100MW (うち風力 3,068MW、水力 2,016MW) の再生可能エネルギー電源を増強しており、2017 年から 2023 年では 1,618MW の再生可能エネルギーを増強する計画である。ケベック州の電源増強計画を図 2-25 に示す。



出典：CER – Canada’s Energy Future 2020

図 2-25 ケベック州における電源増強計画

ケベック州の電源のほとんどは、州が保有する企業（Crown Corporation）である Hydro-Quebec が所有している。 Hydro-Quebec が所有する発電所は、61 の水力発電所と 24 の火力発電所で構成されており、総設備容量は 37.2GW となっている。Hydro-Quebec の “Strategic Plan 2016-2020” によれば、現状十分な電力供給があるが、ピーク需要に対応するために追加の設備容量が必要であり、そのために 2025 年までに約 500MW の増強に取り組んでいるとのことである。

(5) **カナダの環境・雇用に関する要求事項**

カナダでは連邦レベルと州レベルで環境・雇用に関する法制度がある。カナダ全土でファースト・ネーションを含むカナダの先住民族との和解を模索する動きが進んでおり、それは法制度にも見られる。また、各州において、水力発電関連のプロジェクトについては、環境に関する認可が発行される前の環境アセスメントの実施が義務付けられている。なお、船舶通行可能水域や米国との境界水域にあるプロジェクトの承認など、連邦政府が規制を行っており、漁業法、絶滅危惧種法、環境保護法なども連邦政府の規制対象である。

ブリティッシュコロンビア州では、電力会社が事業を行う前に、ブリティッシュコロンビア州公益事業委員会（British Columbia Utilities Commission / BCUC）からの証書である CPCN（Certificate of Public Convenience and Necessity）と、ブリティッシュコロンビア州環境評価局（EAO）からの環境影響評価証明書（Environmental Assessment Certificate）両方の取得が必要となっている。オンタリオ州では環境省により、環境影響評価が行われ、その中には一般的に、環境、文化的遺産の調査、意見公募、代理機関との協議および先住民との協議が含まれる。

本調査の事例でも、企業が当該先住民族に、プロジェクトに関わる雇用やトレーニングの提供、調達機会の提供など有利な条件を与えている。

(6) **カナダの水力発電所増設事例**

本事業ではブリティッシュコロンビア州およびオンタリオ州における水力発電所の増設事例を中心に収集した。なお、ケベック州については公開資料に基づく調査では、好事例として整理するのに十分な具体的な情報を得ることができなかったが、Hydro Quebec 所有の以下の発電所において高効率水車発電機への更新によって増設した事例がある。

- ・ Rapide-blanc 発電所（204MW、2026 年に完成予定）
- ・ Bryson 発電所（61 MW 流れ込み式、2023 年完成予定）
- ・ Beauharnois 発電所（1,912MW 流れ込み式、2021 年完成）
- ・ Robert-Bourassa 発電所（5616MW、2022 年完成予定）
- ・ Carillon 発電所（753 MW 流れ込み式、2036 年完成予定）

カナダでの発電所増設好事例調査では、表 2-12 と表 2-13 の資料を基に詳細情報を収集した。

表 2-12 カナダの好事例の詳細情報収集に用いた資料一覧(1/2)

資料名	発行者
<b>1. John Hart 発電所</b>	
2014 National Award Case Studies – John Hart Generating Station	CCPPP
Campbell River Water Use Plan	BC Hydro
Energy Case Study: Canada, John Hart Generating Station Replacement Project	Global Infrastructure Hub
Project Brief for the John Hart Generating Station Replacement Project	BC Hydro
Proposed Design & Construction Approach for the Underground Works on the John Hart Generating Station Replacement Project	Schneider, Jesse
A Global Power & Energy Elite project: Canada's first P3 hydropower project Website	Hydroreview
<b>2. Ruskin 発電所</b>	
Ruskin Dam & Powerhouse Upgrade Project: Final Completion Report	BC Hydro
Stave River Water Use Plan	BC Hydro
Project News: Ruskin Dam Website	FLATIRON
Westcoast's core values on display at Ruskin Dam project Website	ConstructConnect Canada
Ruskin Dam, Right Abutment Seepage Control Upgrade - Mission, British Columbia	Canadian Consulting Engineer
<b>3. Waneta 発電所</b>	
Waneta Hydroelectric Expansion Project Assessment Report and Comprehensive Study Report	EAO, Fisheries & Oceans Canada
BC Hydro Acquisition from Teck of an Undivided two-third Interest in the Waneta Dam & Associated Assets	BC Hydro
Power, Teck Trail Operations	Teck
Waneta Expansion Project - Penstock Tunnels	Roberds, B. & Gemin, E.
Columbia Basin Trust Book	Columbia Basin Trust
<b>4. Brilliant 発電所</b>	
New Development: Partnering in Power Development in British Columbia Website	Hydroreview
Brilliant Dam fact sheet	Columbia Power
Hydro Construction in Canada: A Snapshot of Activity web site	Hydroreview
Brilliant Expansion Project, Presentation to Transboundary Gas Group	Columbia Power
Brilliant Dam and Brilliant Expansion TGP Monitoring 2009	Golder Associates

出典：日本工営株式会社

表 2-13 カナダの好事例の詳細情報収集に用いた資料一覧(2/2)

資料名	発行者
<b>5. Mica 発電所</b>	
Mica Projects, October 2013 Update	BC Hydro
Mica Projects, February 2015 Project Update	BC Hydro
Mica Units 5 and 6 Projects, Project Update August 2011	BC Hydro
Mica Dam	Andritz Hydro
Mica Switchgear Replacement Project: A Monumental Effort Website	Hydroreview
<b>6. Revelstoke 発電所</b>	
Revelstoke Unit 5, Certificate of Public Convenience and Necessity Application	BC Hydro
<b>7. Lower Mattagami 発電所群</b>	
Lower Mattagami River Project - 2016 Canadian Consulting Engineering Awards	HATCH
Public Information Centre- Lower Mattagami River Project Comprehensive Study Report 2009	Ontario Power Generation (OPG)
Category Archives: Mattagami River Website	Ontario Rivers Alliance
Comprehensive Study Report: Lower Mattagami River Hydroelectric Complex Project	OPG & Moose Cree First Nation
Lower Mattagami River Project web site	HATCH
<b>8. Sir Adam Beck I &amp; II 発電所</b>	
Business Case Summary - Niagara Tunnel Project	OPG
Energy from Hydropower- Innovative and Regenerative	ILF
Niagara Tunnel - 2014 Canadian Consulting Engineering Awards Entry Submission	HATCH
Capital Expenditures - Niagara Tunnel Project	OPG
Overview of the Niagara Tunnel Facility Project and Surveying Activities	Dr. Ahmet Unlutepe, Ph.D
<b>9. Ranney Falls 発電所</b>	
Final Terms of Reference: Proposed Ranney Falls Generating Station G3 Expansion Project	OPG
Post EA Meeting with Municipality of Trent Hills, Construction Permits	OPG
Neighbours: Ranney Falls Generating Station Unit 3 Project Update	OPG

出典：日本工営株式会社

各好事例の詳細を整理した一覧表を表 2-14 から表 2-16 に示す。これらの事例は主に 4 つに分類できる。

#### 1) 安全対策等と併せて実施した増強事例 (John Hart 発電所、Ruskin 発電所)

John Hart 発電所、Ruskin 発電所は耐震性等安全性の課題に対する対策と併せて発電能力の増強も行った事例である。増強は主に水車発電機の更新により行われた。再開発の目的が能力増強ではないため発電能力の増強率は高くないが、他の工事と併せて行うことで増強に取り掛かりやすい背景があったのではないかと考えられる。これらのケースでは、設備容量で約 9%から 10%増加、発電電力量は約 7%から 8%増加した。

#### 2) 上流ダムからの未利用流量の活用事例 (Waneta 発電所、Brilliant 発電所、Lower Mattagami ダム群、Raney Falls 発電所)

Waneta ダム、Brilliant ダム、Lower Mattagami ダム群、Raney Falls 発電所は上流のダムからの未利用流量を活用して増強した事例である。上下流のダム群の中での流量バランスを考えた開発により、効果的に発電増強を行うことができた事例である。これらのケースでは、設備容量で約 68%から 104%増加、発電電力量は約 24%から 60%増加した。

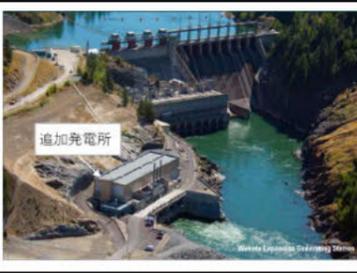
#### 3) 当初計画に従った発電所増設事例 (Revelstoke 発電所、Mica 発電所)

Revelstoke 発電所や Mica 発電所は、計画当初から将来的な増設を見込んでおり、スペースを確保していた事例である。増設工事は一部の構造物に限られるため、低コストで増強を行うことができている。このような増設計画はアジア調査での事例にも散見されており、需要の増加が見込まれていたことが想定される。これらのケースでは、設備容量で約 25%から 55%増加、発電電力量は約 2%増加 (Revelstoke のケース) した。

#### 4) 導水路増設事例 (Sir Adam Beck I &II 発電所)

Sir Adam Beck I &II 発電所は、当初水利用量が制限されていたため使用水量が小さく設定されていた。そのため、新たにトンネルを設置し使用水量を増加した。運転をしていく中での条件の変化に対して、再開発を行うことで増強を行った事例である。このケースでは、発電電力量は約 14%増加した。

表 2-14 カナダ水力発電所再開発例概要一覧(1/3)

州	ブリティッシュコロンビア州											
発電所名	John Hart			Ruskin			Waneta			Brilliant		
概要・写真												
事業者名	BC Hydro			BC Hydro			Columbia Power Corporation			Columbia Power Corporation		
取水/運用形式	ダム水路式-			ダム式-			ダム式/流れ込み式			ダム式/流れ込み式		
再開発の背景・目的	耐震性能及び河川流量の減少による下流の魚類への影響が懸念されたため			貯水池右岸側のアバットにおける浸透発生により、ダムの安全性低下が懸念されたため			上流のダムからの放流量が当該発電所の流量を上回っており、無効放流となつたため活用			上流のダムからの放流量が当該発電所の流量を上回っており、無効放流となつたため活用		
再開発の概要	上記問題解決と設備容量が低下した発電所の増強（設備容量・発電電力量増強）			安全対策の他、水車発電機の更新等複数を実施。（設備容量・発電電力量増強）			上流ダムの未利用流量を活用した発電所一式の増設（設備容量・発電電力量増）と下流の環境改善			上流ダムの未利用流量を活用した発電所一式の増設（設備容量・発電電力量増）と下流の環境改善		
初期開発年	1947			1930			1954			1944		
再開発年	2019			2018			2015			2007		
再開発時点経過年	72			88			61			63		
有効落差 (m)	不明			不明			63.2 (既設)、61.32 (新設)			28		
増強による効果	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率
設備容量 (MW)	126	138	+10%	105	114	+9%	490	825	+68%	145	265	+83%
発電電力量 (MWh/年)	778,000	835,000	+7%	351,000	379,000	+8%	2,670,000	3,300,000	+24%	980,000	1,480,000	+51%
最大使用水量 (m³/s)	124	124	-	348	不明	不明	932	不明	不明	610	1,082	+77%
事業費 (億円)	900			719			845			226		
増設費 (千円/kW)	7,500 (発電所の耐震補強込み)			7,989 (ダムの安全対策込み)			252			188		
増強方法の類型化												
A.高効率水車発電機への更新、改修	○	高効率水車・発電機への更新		○	高効率水車・発電機への更新							
流量増加	B1.ダム発電容量の増加 貯水容量の有効活用											
	B2.未利用流量の有効活用						○	無効放流量を利用した取水口、導水路、圧力水路、水車発電機、建屋一式増設	○	無効放流量を利用した取水口、導水路、圧力水路、水車発電機、建屋一式増設		
	B3.水路損失/環境の改善											
	B4.運用ルール等の改善											
C.利用可能水位の高水位化	○	発電所の地下化による落差増										
D.設備利用率の改善												
F.支援策、地域貢献等	○	PPP 事業、下流生態系環境改善、地域雇用					○	下流生態系環境改善、地域雇用	○	公的支援、下流生態系環境改善、地域雇用		

出典：表 2-12 を基に日本工営株式会社作成

備考) 増設費 = (再開発後の設備容量 - 既設設備容量) / 事業費

表 2-15 カナダ水力発電所再開発例概要一覧(2/3)

州	ブリティッシュコロンビア州						オンタリオ州					
発電所名	Revelstoke			Mica			Lower Mattagami 群			Sir Adam Beck		
概要・写真												
事業者名	BC Hydro			BC Hydro			Ontario Power Generation			Ontario Power Generation		
取水/運用形式	ダム式/-			ダム式/-			ダム式/-			ダム水路式/-		
再開発の背景・目的	増加する電力需要に対応するため、増設用に空けておいた箇所を活用			発電容量の増加のため、増設用に空けておいた箇所を活用			ダム群の一部ダムで無効放流となっていた未使用流量の活用と、空けておいた取水口の活用			当初の制約により少ない対象流量で設計されたため、未使用流量が発生していた。		
再開発の概要	当初増設を計画していた2台のうち1台を追加(設備容量・発電電力量増強)			当初計画されていた2台(500MW×2)を追加(設備容量・発電電力量増強)			4発電所における発電所増設(設備容量・発電電力量増強)、先住民の雇用等による地域貢献			追加導水トンネルを設置し未使用流量活用(発電電力量増強)		
初期開発年	1984			1977			1931			1954		
再開発年	2011			2015			2014			2013		
再開発時点経過年	27			38			83			59		
有効落差 (m)	99			170.7			31 (平均)			89		
	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率
設備容量 (MW)	1,980	2,480	+25%	1,805	2,805	+55%	484	954	+97%	1960	不明	-
発電電力量 (MWh/年)	7,687,000	7,817,000	+2%	7,202,000	不明	N/A	2,331,000	3,216,000	+38%	11,800,000	13,400,000	14%
最大使用水量 (m³/s)	2,150	2,550	+19%	283	300	5.67%	1,881	3,458	+84%	1,825	2,325	27%
事業費 (億円)	236			670			2,499			1,419		
増設費 (千円/kW)	47			67			532			N/A		
増強方法の類型化												
A. 高効率水車発電機への更新、改修												
流量増加	B1. ダム発電容量の増加 貯水容量の有効活用											
	B2. 未利用流量の有効活用	○	未利用流量を利用した圧力水路、水車・発電機増設	○	未利用流量を利用した圧力水路、水車・発電機増設	○	未利用流量を利用した3発電所の水車・発電機増設と1発電所の大規模改修	○	導水トンネルの建設により未使用流量を使用し、電源			
	B3. 水路損失/環境の改善											
	B4. 運用ルール等の改善											
C. 利用可能水位の高水位化												
D. 設備利用率の向上												
F. 支援策、地域貢献等												
				○	地域雇用、地域振興	○	公的支援、地域雇用、地域共生					

出典：表 2-13 を基に日本工営株式会社作成

備考) 増設費 = (再開発後の設備容量 - 既設設備容量) / 事業費

表 2-16 カナダ水力発電所再開発例概要一覧(3/3)

州	オンタリオ州		
発電所名	Ranney Falls		
概要・写真			
事業者名	Ontario Power Generation		
取水/運用形式	水路式/流れ込み式		
再開発の背景・目的	ダムからの放流量が活用されておらず、下流の運河に放流されていたため		
再開発の概要	河川との接続部に発電所を増設し流量活用（設備容量・発電電力量増強）と、植物園設置等環境保全		
初期開発年	1922		
再開発年	2022		
再開発時点経過年	100年		
有効落差 (m)	14.3		
	既設	再開発後	増加率
設備容量 (MW)	9.6	19.6	104%
発電電力量 (MWh/年)	50,000	80,000	60%
最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)	100.9	不明	不明
事業費 (億円)	67		
増設費 (千円/kW)	670		
増強方法の類型化			
A.高効率水車発電機への更新、改修			
流量増加	B1.ダム発電容量の増加 貯水容量の有効活用		
	B2.未利用流量の有効活用	○	未利用流量を利用した取水口、水車・発電機、建屋一式増設
	B3.水路損失/環境の改善		
	B4.運用ルール等の改善		
C.利用可能水位の高水位化			
D. 設備利用率の向上			
F.支援策、地域貢献等		○	公的支援、環境保全

出典：表 2-13 を基に日本工営株式会社作成

備考) 増設費 = (再開発後の設備容量 - 既設設備容量) / 事業費

## (7) カナダの水力発電所増設事例詳細

### 1) John Hart 発電所

#### 増強の特徴：耐震工事等と併せた発電所の更新（設備容量、発電電力量増加）

1947年に建設された John Hart 発電所は、低～中程度の地震活動で損壊する可能性があることが判明した。Campbell 川下流流域の 95% 流量が John Hart 発電所を通過しているため、損壊によって河川流量が減少し、下流の魚類生息地維持に対して影響を及ぼすことが懸念された。よってこの問題を解決すべく再開発が行われた。再開発では、バイパス設備を新発電所内に設け、発電停止時に下流の流量の連続性を確保出来るようにした。流量の確保のために以前は約 60 分かかっていたが、再開発後には数秒に短縮された。

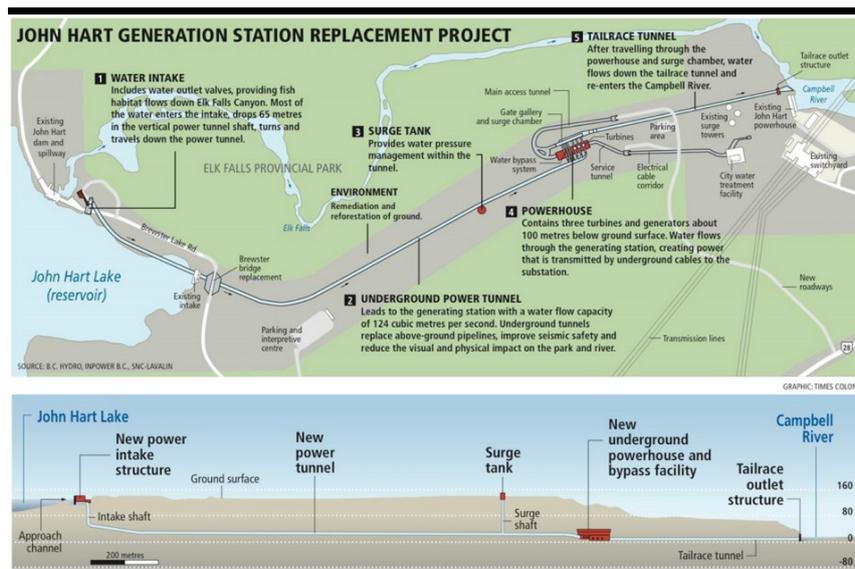
本事業では、地下発電所が採用されたが、その理由はトンネルの弱部を避けて発電所を設置する事で約 700m のライニングが不要になり経済的になったためである。また、州立公園内にある施設のため、地下にすることで一部の土地利用が不要になり、環境負荷を低減出来ている。

再開発を行うにあたり、設置時は 126MW であった最大出力が 118MW に低下していたため、その回復も併せて行い、138MW まで増設されることとなった。

本再開発における技術的な特徴は以下の通りである。

- 既存の地上式発電所を、新規水車発電機と共に地下発電所形式へ変更
- 延長 1.8km x 3 条の水圧鉄管を、延長 2.2km x 1 条の地下トンネルタイプへ変更
- 新たな取水口を設置
- バイパス設備の設置

本事業は、SNC-Lavalin 建設会社が特別目的事業体（InPower BC）を設立し、PPP 事業として DBFM 方式により新規発電施設の一部資金調達、設計、建設そして 15 年間の維持管理を提供した。また、本事業では地域雇用も行われている。



出典：Victoria Times Colonist デジタル新聞

図 2-26 John Hart 水力発電所更新レイアウト



出典：BC Hydro 地域建設更新報告書

図 2-27 John Hart 水力発電所 地下発電所

## 2) Ruskin 発電所

### 増強の特徴：安全対策工事等と併せた発電所の更新（設備容量、発電電力量増加）

Ruskin ダムは 1930 年に建設されたダムである。しかし右岸側アバットが侵食性の高い層に築かれており、貯水池の満水時に右岸側アバットにおいて浸透が発生、ダムの安全性に重大な懸念が生じたため、対策が行われた。ダムの安全対策と合わせて、発電所の水車発電機の更新による増強が行われており、設備容量は 105MW (3x35MW)から 114MW (3x38MW)に増加した。

本事業ではその他にも洪水吐の更新など、複数の工事が行われている。更新内容を以下に示す。

- 浸透を制御・管理するための遮断壁によりダムの右岸を補強
- 7 基の放水路ゲートと 8 基の栈橋を、5 基のゲートと 6 基の新しい栈橋に交換
- 発電所の耐震補強
- 水車、発電機、付帯設備の更新・交換
- 既存発電所の屋上にある開閉機器を更新、道路後方の左岸に移設
- 上部の 1 車線道路を 2 車線道路に変更



出典：BC Hydro ウェブサイト

図 2-28 Ruskin 水力発電所全景



出典：BC Hydro ウェブサイト

図 2-29 Ruskin ダム新洪水吐ゲート

### 3) Waneta 発電所

#### 増強の特徴：上流ダムからの未利用流量を活用した発電所増設と無効放流減少による下流の環境対策（設備容量、発電電力量増加）

Waneta 発電所拡張事業は既存の Waneta ダムの下流に発電機 2 基を増設した事業である。この事業では、上流の米国所有のダム（Boundary ダム）からカナダに流入する流量を有効活用し、Waneta ダムにおける発電を増強させることを目的として実施された。本事業により、設備容量は 490MW から 825MW へと増加し、発電電力量も約 630GWh/年増加した。

本河川における Canal Plant Agreement によりカナダ側の流量の管理は BC Hydro が行っているが、カナダの BC Hydro と米国の Seattle City Light には連携運用ルールが無く、カナダ側のダムの運用は、米国の Boundary ダムからの流量に依存していた。しかし Boundary ダムは貯水容量が多く調整池式で運用されているため、下流には極端な流量の変動が発生していた。

一方、Boundary ダムと更に上流の Seven Miles ダムの最大使用水量は約 1,470 m<sup>3</sup>/s だが、Waneta ダムの最大使用水量は 932 m<sup>3</sup>/s となっており、放流量に差異があった。また Seven Miles ダムでは容量が小さいにも関わらず、下流の Waneta ダムへの流出を最小限に抑えるために流量を調整しており、貯水池水位が大きく変動していた。この事業により Waneta ダムの放流容量を増やすことで、Seven Miles ダムで調整することなく放流できるようになった。

更に、上流のダムからの流入量が Waneta ダムの最大使用水量を上回った場合、Waneta ダムのゲートから放流する必要がある。そのため、下流の溶存ガス濃度 (TDG)が増加し、コロンビア川の浅瀬の生息地を利用する魚類や水生生物に有害な影響を与える可能性があった。本事業による新設発電所の建設により、上流の Seven Miles ダムの貯水位を安定させることができ、無効放流となっていた未利用流量を活用できただけでなく、TDG の影響軽減等、環境対策も行うことができた。

なお、本事業は地域の雇用にも貢献しており、労働者の 73%が地元の雇用者であった。



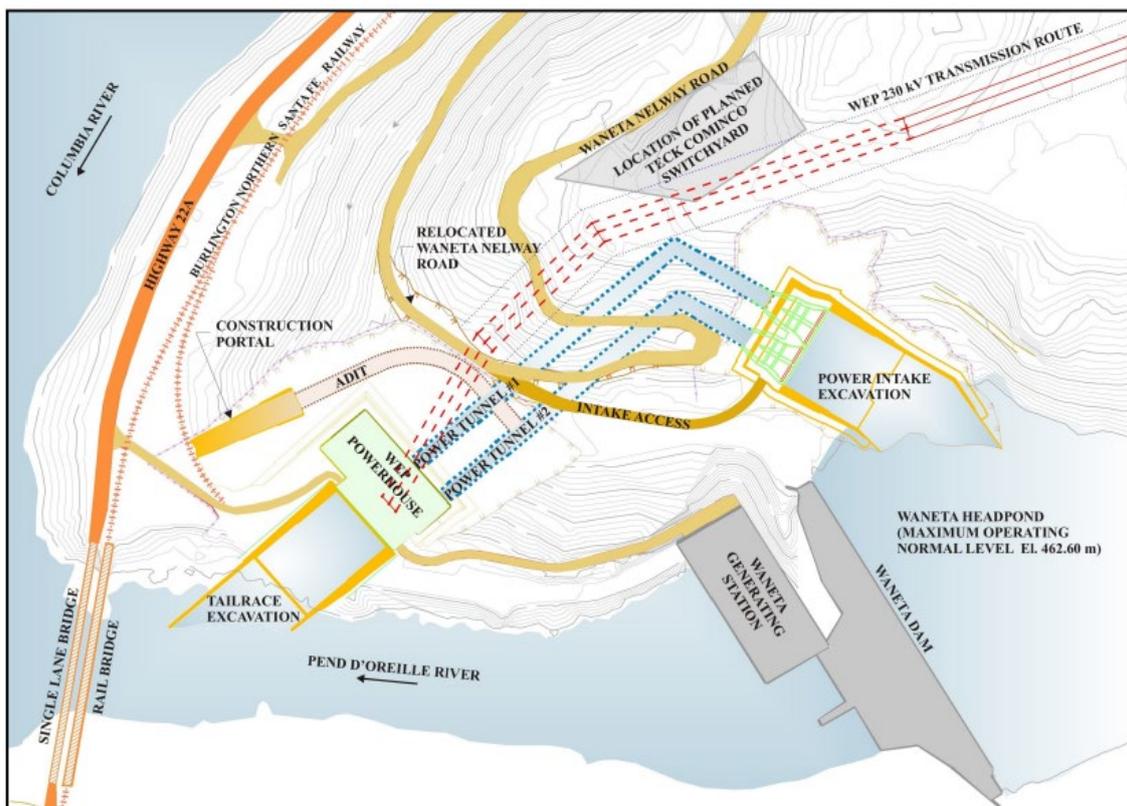
出典：EAO Waneta 水力発電所評価報告書を基に日本工営加筆

図 2-30 Waneta 水力発電所位置図



出典：EAO Waneta 水力発電所評価報告書

図 2-31 Waneta 水力発電所全景



出典：EAO Waneta 水力発電所評価報告書

図 2-32 Waneta 水力発電所増設レイアウト図

#### 4) Brilliant 発電所

##### 増強の特徴：上流ダムからの未使用流量を活用した発電所増設と無効放流減少による下流の環境対策（設備容量、発電電力量増加）

Brilliant 発電所拡張事業は既存の Brilliant ダムの下流に発電機 1 基を設けた事業である。この事業は既存の Brilliant ダム上流の 5 つのダム群から流入する流量を有効活用し、Brilliant ダムにおける発電を増強させることを目的として実施された。本再開発により、設備容量は 145MW から 265MW へと増加し、発電電力量も約 500GWh/年増加した。

2003 年に既存の発電機 4 基の更新が完了し、最大使用水量が  $510\text{m}^3/\text{s}$  から  $610\text{m}^3/\text{s}$  に向上したが、それでも年間平均約 147 日は川の流量が最大使用水量を上回り無効放流が発生していた。また、この放流によって溶存ガス濃度(TDG)が増加していた。州の水質ガイドラインでは TDG が 110%を超えると魚類や水生生物に悪影響を及ぼす可能性があるとされている。本事業の新設発電所の建設により最大使用水量が  $1,082\text{m}^3/\text{s}$  になり未使用流量が減少しただけでなく、TDG が 110%を上回る日を約 52%軽減し、悪影響の軽減等、環境対策も行うことができた。

また、本事業ではダム地点から 100km 以内の居住者を中心に労働者を雇用しており、その割合は全体の 85%に及ぶ。また労働者全体の 16%を女性、先住民、視覚障害者、身体障害者から雇用する等、多様な雇用を行っている。

なお、本事業費 205 百万カナダドルのうち、47 百万カナダドルが ecoEnergy for renewable power program を通して政府より拠出されている。



出典：Columbia Power ウェブサイト

図 2-33 Brilliant 水力発電所全景



出典：Nelson Ready Mix ウェブサイト

図 2-34 増設発電所建設写真

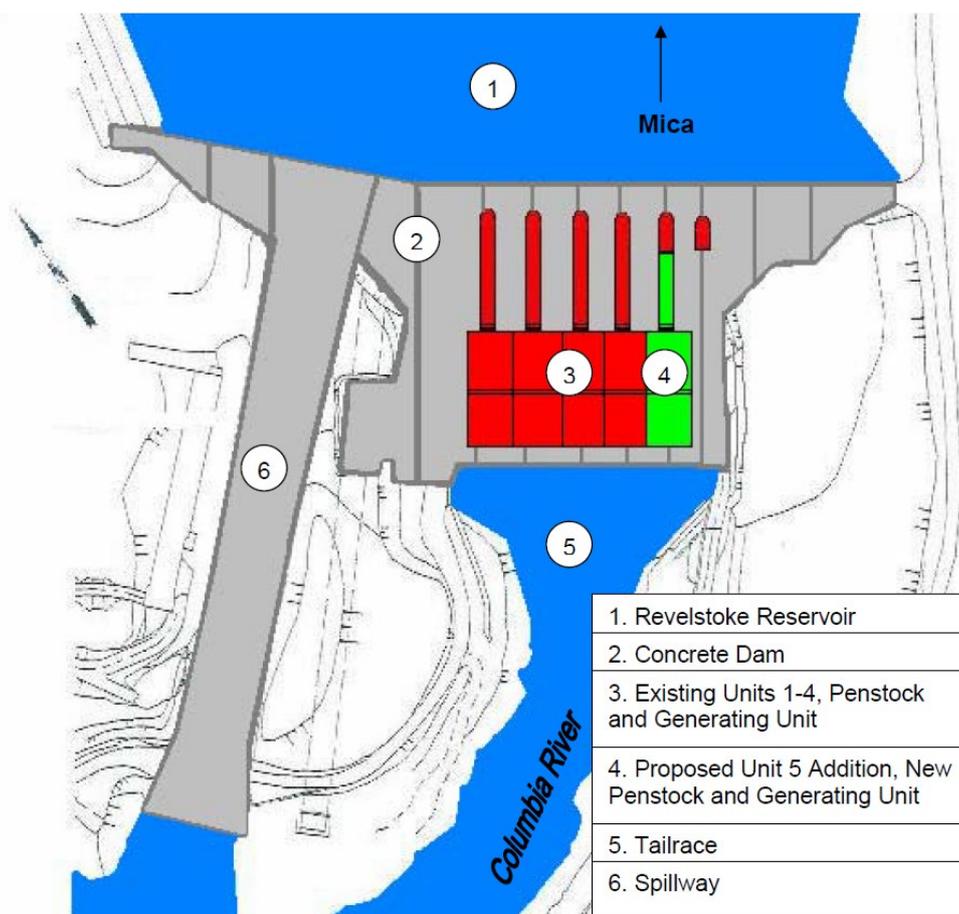
## 5) Revelstoke 発電所

### 増強の特徴：当初から計画した増設システムを利用（設備容量、発電電力量増加）

Revelstoke ダム・発電所は、495MW×4 台の合計 1,980MW の発電所である。本事業は、当初計画から 5 号機と 6 号機（ともに 500MW）の増設を想定して設計・建設されており、2011 年に 5 号機の増設が実施された。その背景として、ブリティッシュコロンビア州において増大する電力需要に対応できること、上述した第二次エネルギー計画（Energy Plan II）の中でも費用対効果が高い事業であったことがあげられる。なお、通常は事業者の BC Hydro が売電を行うが、州内の需要が不足し電力が余るような場合には、PowerEx 社を通してカナダの他の IPP 事業者や米国に売電する等の電力分配が行われる。

この事業では既存発電所の 4 号機の左岸側に以下の機器が設置された：

- 直径 7.9m の鋼製水圧鉄管（既存と同様）
- 最大流量 400 m<sup>3</sup>/s のフランシス水車
- 500MW の発電機
- 変圧器、開閉器、関連機器等



出典：BC Hydro Revelstoke 水力発電所 CPCN レポート

図 2-35 Revelstoke 水力発電所増設イメージ図



出典：BC Hydro Revelstoke 水力発電所 CPCN レポート

図 2-36 Revelstoke ダム外観および増設箇所

## 6) Mica 発電所

### 増強の特徴：当初から計画した増設スペースに水車・発電機を設置 (設備容量増加、発電電力量増加\*)

1973年に建設された Mica ダムの地下発電所は、当初 6 台の水車発電機を収納できるように設計されていたが、1970年代に設置されたのは 4 台 (451MW×4) のみであった。この事業では、初期開発から 38 年後に、当初計画されていた残りの 2 台の水車発電機 (500MW×2) が追加された。新しい水車発電機は既存のものより効率の高いものを採用している。

関連事業として、老化したガス絶縁開閉器の交換や、開閉器棟の拡張も行われた。また、Nicola 変電所まで続く 500kV 送電線には新たに直列コンデンサ施設 (Series capacitor station) が建設され、今後発電される電力を確実に送電できるようになった。

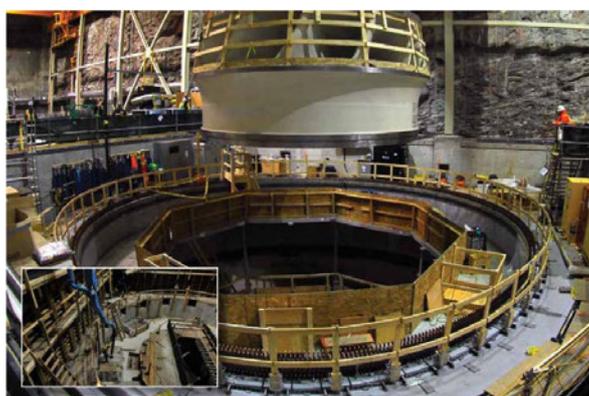
なお、周辺地域で約千人の正規雇用を生んだ他、周辺での職業訓練プログラムを実施するために約 12 万カナダドルが提供されている。

※増設により発電電力量も増加したと考えられるが具体情報は得られなかった



出典：Columbia Basin Trust Book

図 2-37 Mica ダム全景



出典：BC Hydro Mica プロジェクト 2015 年 2 月最新情報

図 2-38 Mica 水力発電所水車追加の様子

## 7) Lower Mattagami 水力発電所群

増強の特徴：上流ダムからの未利用流量の活用、当初から計画した増設スペースに水車・発電機を設置、及び先住民の雇用等の地域貢献（設備容量、発電電力量増加）

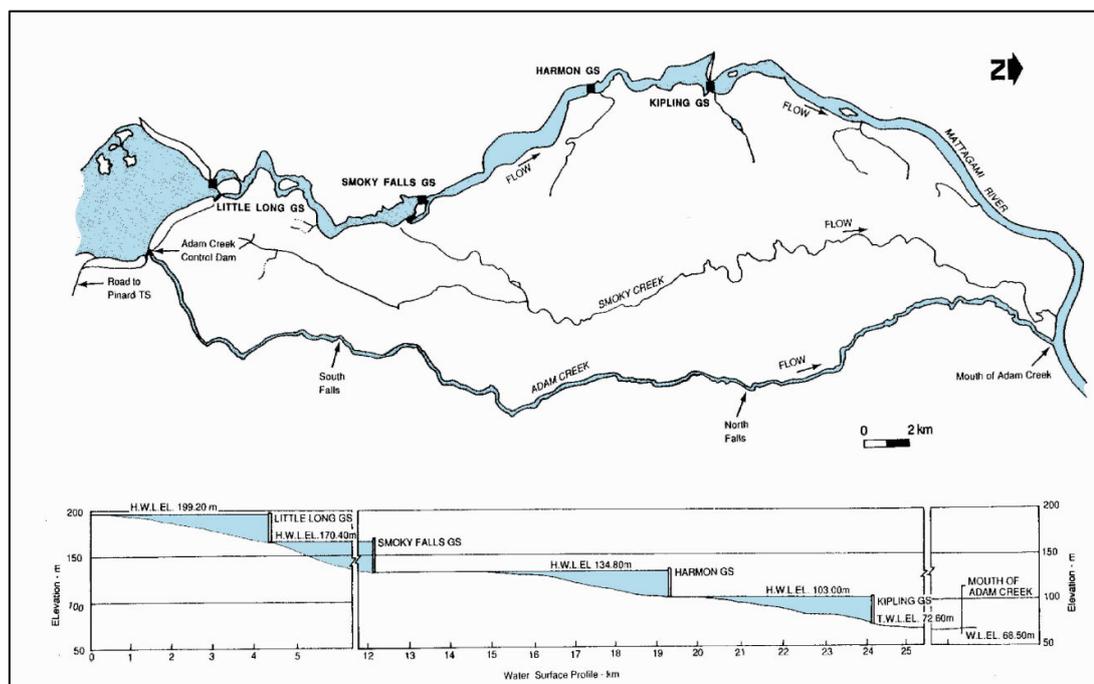
Lower Mattagami 水力発電所群は4つの水力発電所からなる。本事業ではそのうちの Smoky Falls 発電所が大規模に改修された他、残りの3つの発電所(Little Long, Harmon & Kipling)でも水車発電機の増設が行われた。

Smoky Falls 発電所は他の3つの発電所より約30年前にベースロード発電所として開発されており、最大使用水量は188m<sup>3</sup>/sであった。他の3つの発電所はピークロード発電所として開発され、最大使用水量は525～585 m<sup>3</sup>/sであった。Smoky Falls 発電所は他の3つの発電所より小さく、発電所群を通過する水量の制限要因となっており、改修前は無効放流が発生していた。そのため、90MW×3台の発電所を新設し、未利用流量を効率的に利用することとした。それと同時に、アプローチチャンネル、取水口、放水路も新設された。また、既存の構造物（東側アースフィルダム、西側コンクリートダム、放水路構造物）も改修された。

Little Long、Harmon、Kipling 発電所にはそれぞれ2台分の余裕をもった取水口が設計されていた。この事業ではそれぞれ68MW、100MW、84MWの水車・発電機が各1台増設された。

なお、本事業では労働力の25%は Moose Cree 先住民の労働者が占め、また地域住民にキャリア研修と実習を実施するなど地域へ貢献している。

また、Ontario Power Authority との長期水力発電供給契約による支援が行われた。



出典：OPG Lower Mattagami 川発電所群プロジェクトレポート

図 2-39 ダム群レイアウト

表 2-17 Lower Mattagami 水力発電所群の増設による設備容量変化

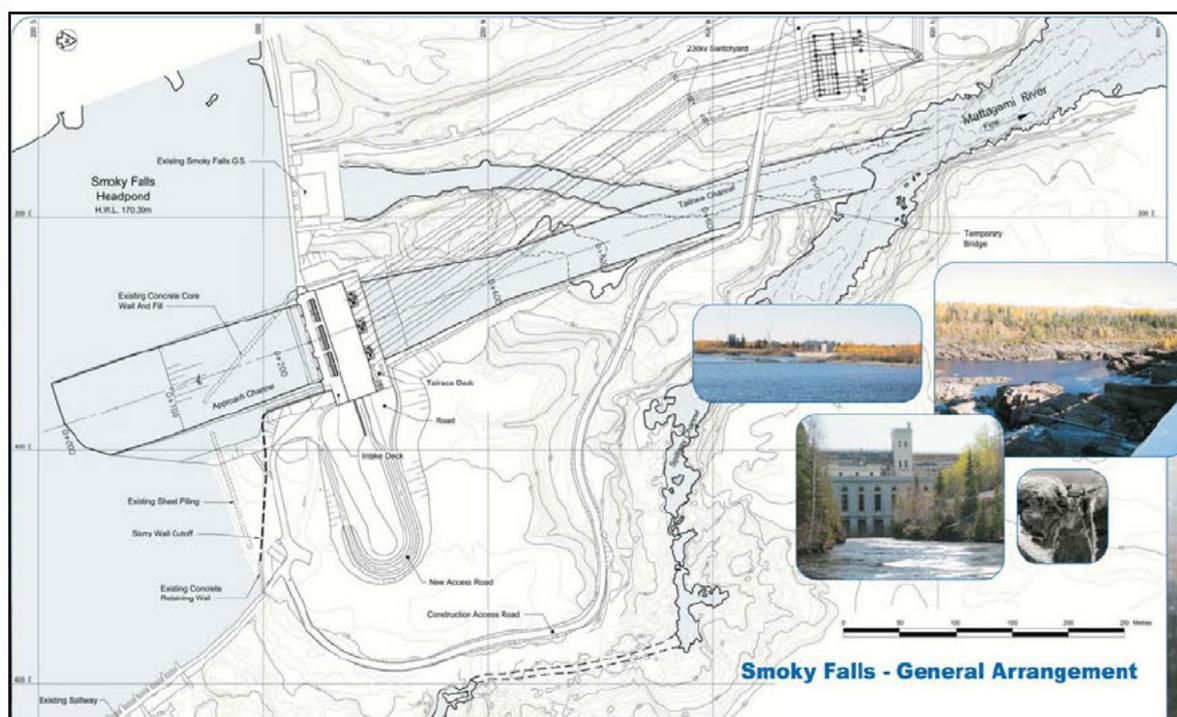
項目	Little Long		Smoky Falls		Harmon		Kipling	
	既	新	既	新	既	新	既	新
最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)	583	860	188	860	525	860	585	878
発電所設備容量 (MW)	136	204	52	270	140	240	156	240
発電機数	2	3	4	3	2	3	2	3

出典：表 2-13 を元に日本工営株式会社



出典：The Globe and Mail デジタル新聞

図 2-40 Smoky Falls 発電所全景



出典：OPG Lower Mattagami 川発電所群調査報告書

図 2-41 Smoky Falls 発電所レイアウト

## 8) Sir Adam Beck I & II 水力発電所

### 増強の特徴：当初計画で小さく設計されていた導水路の拡張（発電電力量増加）

本事業は、ナイアガラ川上流から Sir Adam Beck (SAB) Complex に約 500m<sup>3</sup>/s の水を送るために 10.2km、直径 12.7m の覆工コンクリートのトンネルが建設されたものである。SAB Complex は SAB1 発電所（発電機 10 基、設備容量 446MW）、SAB2 発電所（発電機 16 基、設備容量 1,516MW）、および SAB 揚水発電所で構成されている。

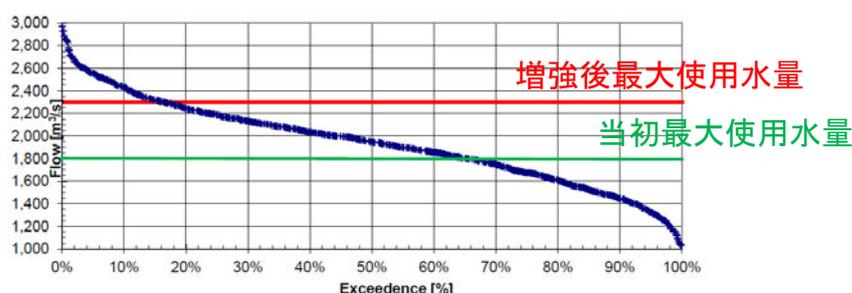
ナイアガラ川では 1950 年のナイアガラ条約によって滝の最低流量が保障されており、残りの水を二国間で等分して水力発電に利用することが決められている。当初、事業者であるカナダの Ontario Power Generation 社が利用できるのは 600～3,000m<sup>3</sup>/s（平均 2,000 m<sup>3</sup>/s）であった。そのため、導水路の設計流量が小さく設定されており、流量を有効に活用できていなかった。そこで本再開発にて新たにトンネルを建設し、最大使用水量を 1,825 m<sup>3</sup>/s から 2,325 m<sup>3</sup>/s まで増加させた。

再開発以前は、年間総時間のうち約 65%の時間で既設導水路の容量以上の流入量があり、発電に使用できなかったが、再開発によりその時間を 15%にまで減らすことができた。その結果、年間発電電力量が 1.6TWh 増加した。



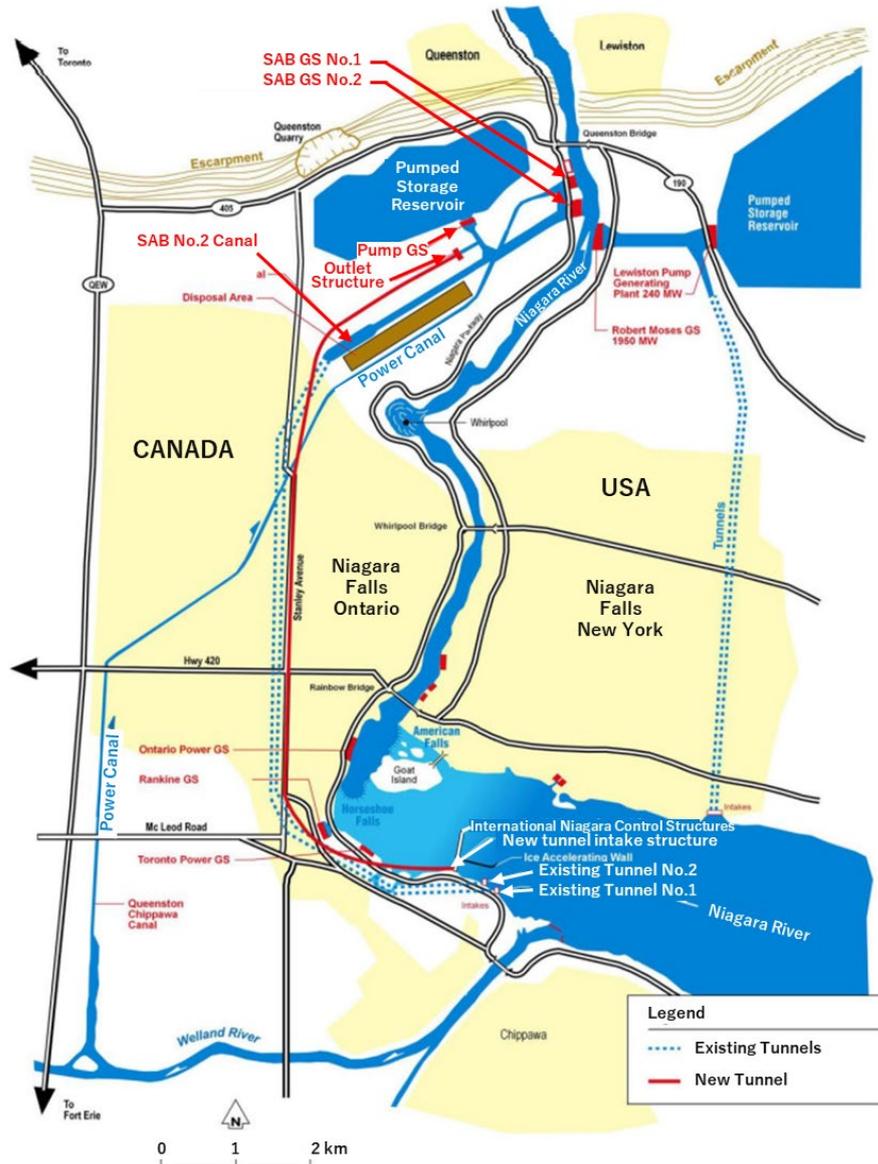
出典：OPG 資本的支出レポート

図 2-42 トンネルレイアウト



出典：OPG 資本的支出レポート

図 2-43 Sir Adam Beck における流況曲線および発電最大使用水量の変化



出典：OPG 資本的支出レポート資料に日本工営加筆

図 2-44 事業全体レイアウト図



出典：Phinemo ウェブサイト

図 2-45 SAB 発電所コンプレックス全景

## 9) Ranney Falls 水力発電所

### 増強の特徴：上流ダムからの未利用流量の活用（設備容量増加）

本事業は、Ranney Falls ダムの未使用流量を活用し、発電所を増強した事例である。Ranney Falls 発電所は、オンタリオ湖とジョージア湾を結ぶ 18 の水力発電施設を有するトレントセバーン水路（386km）に位置する発電所である。Ranney Falls 発電所は、Ranney Falls ダム No.10 の 1.5km 下流、水路の 2 つの階段式閘門の上流に位置しており、ダムは発電所および閘門のために流量調整を行っている。

発電所地点での利用可能な平均流量は約 118m<sup>3</sup>/s であったが、発電所の最大使用水量は 100.9m<sup>3</sup>/s であったため、余剰の流量が使われずにいた。

Ranney Falls 発電所には 2 つの発電施設があり、4.8MW×2 台を有する発電施設と、「Pup」と名付けられた設備容量 0.72MW の既に寿命に達した発電施設である。

この事業の主な目的は、老朽化した「Pup」を更新し、かつ未使用流量を活用し発電電力量を増やすことと、下流のトレント運河の洪水リスクの低減を行うことであった。工事には以下の内容を含む。

- G3 ユニットとして、10MW の新設発電所の設置
- 取水口および放水路の拡張
- 洪水吐の設置
- 新規変電所の建設

なお、環境および地域貢献として、以下の施策をおこなっている。

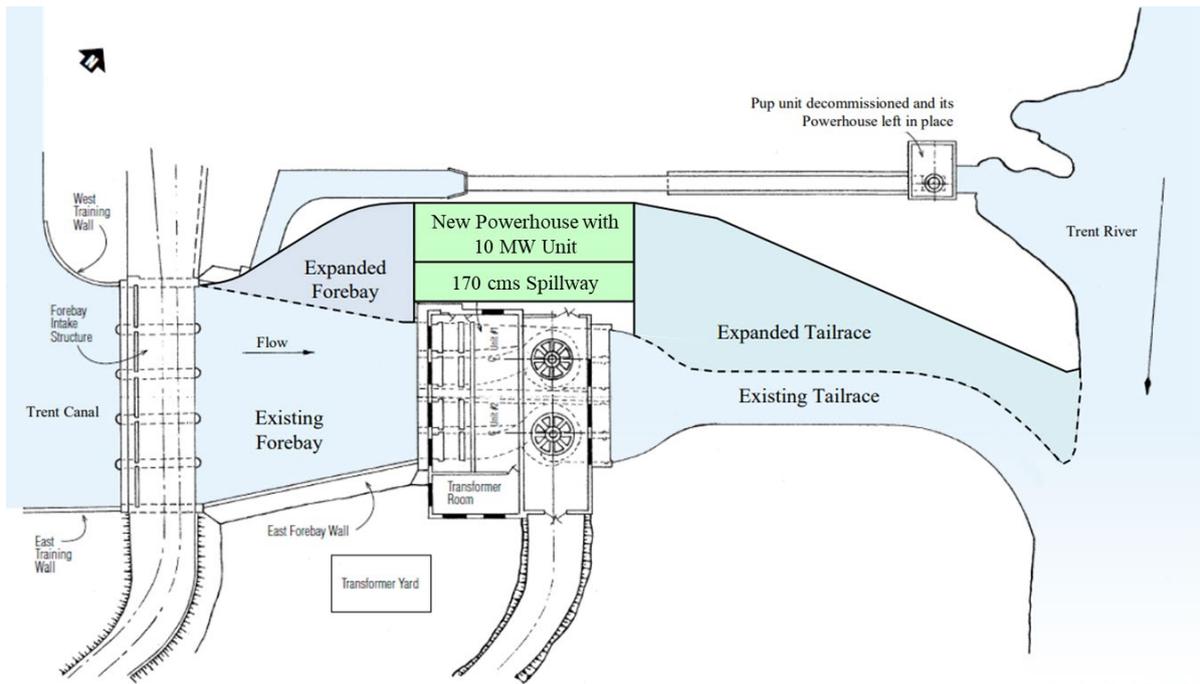
- 水生生物（ヒラチズカメ）の生息地拡大
- 自治体と協力した植物園の設置
- 2017～2020 年の建設において 2,500 万ドル以上を地元で消費し経済的に貢献
- 建築物遺産を保護し景観を維持

なお、本事業は再生可能エネルギーとなる発電事業を対象とし、クリーン技術の開発を支援するための「グリーンボンド」より資金提供され行われた。



出典：SENES Consultants 資料を基に日本工営加筆

図 2-46 Ranney Falls 全景



出典：SENES Consultants 資料を基に日本工営加筆

図 2-47 Ranney Falls 事業全体レイアウト図

### 2.3.3 欧州 2 か国

#### (1) 対象国

欧州 2 か国の対象国は、山岳地が多く特に水力開発が進んでいるスイス、オーストリアとした。

#### (2) 欧州における水力開発市場概況

欧州のうち、特に今回取り上げたスイス・オーストリアの 2 か国では民間事業者による水力発電事業が多いが、水力発電所の投資コストは太陽光発電等の他の再生可能エネルギーと比べて高く、均等化発電原価（Levelized Cost of Electricity / LCOE）は概ね以下の通りとなっている。

- 太陽光発電 : 0.08 EUR / kWh (10.4 円/kWh : 130 円/ユーロとした場合 )
- 水力発電 : 0.17 EUR / kWh (22.1 円/kWh : 同上 )

そのため、水力発電開発における事業者のインセンティブを付与するため、各国では補助金制度を設けている。以下にスイス・オーストリアの電源構成やロードマップの他、政府支援策（補助金制度）について記載する。

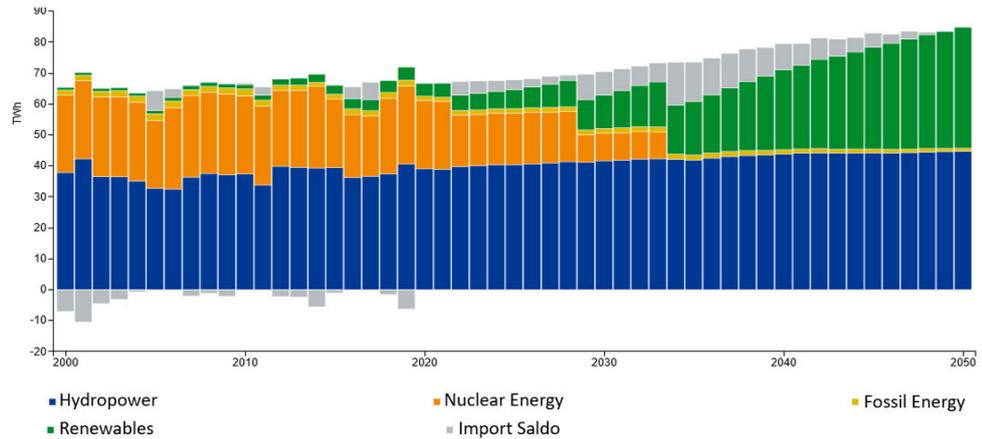
#### (3) スイスにおける電源構成と電力供給増強に関するロードマップ

スイスにおける水力発電は主要な電源となっており、総発電量は 36.3TWh、電源構成に占める割合は約 60%に達している。

スイスでは、パリ協定により長期的な気候戦略の策定が求められていたことを背景とし、連邦協議会が 2019 年 8 月に 2050 年の温室効果ガスの排出量ゼロ目標を採択した。その後 2020 年 11 月には連邦エネルギー局から「Energy Perspective 2050」が公布され、その結果に基づき、連邦協議会は、2021 年 1 月に長期気候戦略 2050（Switzerland's Long-term Climate Strategy 2050）を策定した。

その一方、「Energy Perspective 2050」の結果を受け、エネルギーに関するロードマップ「Energy Strategy 2050 (ES 2050)」が 2020 年 11 月に策定され、そこでは、2050 年における温室効果ガス排出量ゼロを目指したシナリオが立案された。

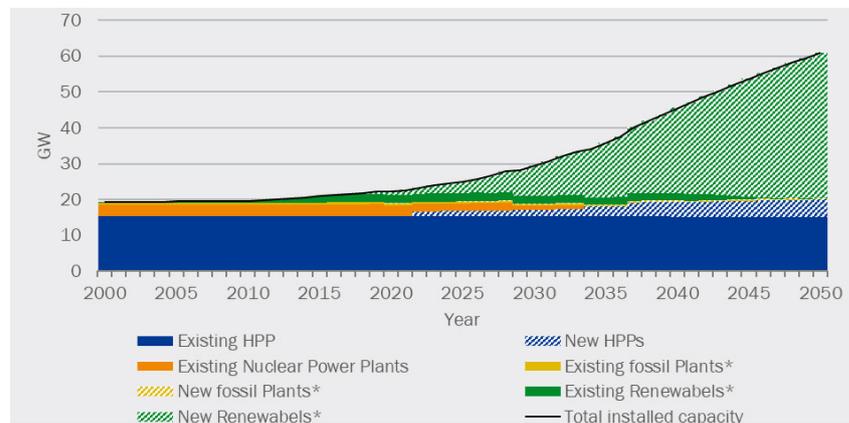
図 2-48、図 2-49 に 2050 年までの電源構成ロードマップを示す。原子力発電の占める割合を減少させ、再生可能エネルギー、特に水力発電以外の電源の占める割合を増やす計画となっている。一方で、このうち水力発電の詳細（電力量ベース）を図 2-50 に示す。



※Import Saldo：近隣諸国（スイス等）からの電力輸入

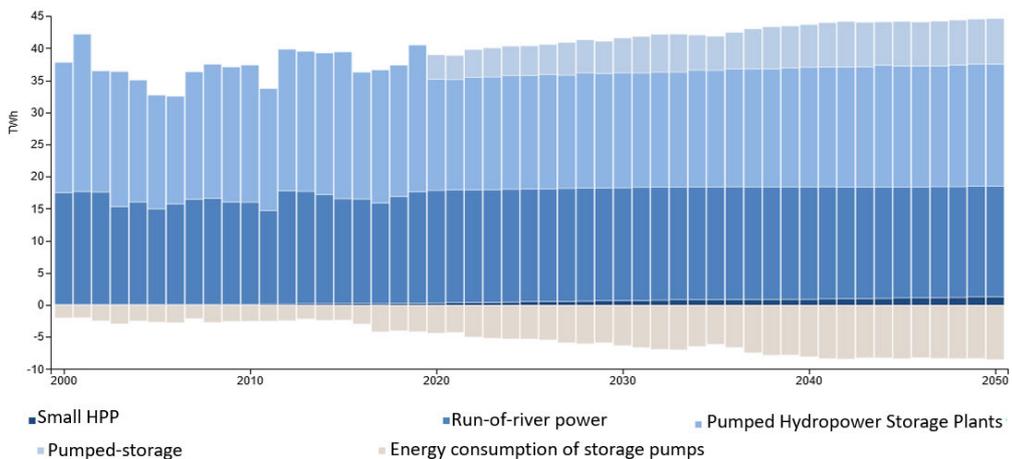
出典：Energy Strategy 2050

図 2-48 スイスにおける 2050 年までの電源構成計画（電力量ベース）



出典：Switzerland's Long-term Climate Strategy

図 2-49 スイスにおける 2050 年までの電源構成計画（設備容量ベース）



※Pumped Hydropower Storage Plants：上ダムへの自然流入がある揚水発電所  
Pumped-storage:上ダムへの自然流入がない揚水発電所

出典：Energy Strategy 2050

図 2-50 スイスにおける 2050 年までの水力発電増強計画（電力量ベース）

なお、ES 2050 では、新規の太陽光、風力、地熱、バイオマスや小規模な水力発電所に対して固定価格買い取り制度（FIT）を適用する他、新規や増設、改修を行うバイオマス、水力発電所に対して投資補助金、電力市場補助金の適用を行っている。この電力市場補助金は、電力生産に関わるコストが市場価格を下回る場合に、その差額を政府が補助するものである。この様な再生可能エネルギーに関する支援により、発電事業者に再生可能エネルギー開発、増強に関するインセンティブを与えている。なお、この中に原子力発電は含まれていない。

またこれまでの投資補助金制度等、補助金の一部を 2035 年まで延長し、水力を含む再生可能エネルギーによる発電電力量を 54.4 TWh と宣言し、拘束力のある目標とした。

#### (4) スイスにおける政府支援策

スイスでは、投資に関する補助金と、電力市場に関する補助金制度がある。

##### 1) スイスにおける投資補助金制度

スイスでは、平均出力が 10MW 以下の小水力発電所と、10MW 以上の大規模水力発電所とで投資補助金制度の規模を変えて支援している。

##### 小規模水力発電所（設備容量 0.3MW～10MW）

小規模水力発電所では、発電所の拡張及び更新について補助金制度が用意されている。拡張と更新でそれぞれ最大の補助金額が異なっており、発電所の大規模な拡張では投資額の最大 60%、大規模な更新では投資額の最大 40%となっている。なお、この補助金額は“Non-amortizable additional costs”（償却不可能な追加費用、NAM）を超えてはならず、NAM は将来の発電原価と市場価格の差を意味している。大規模な拡張と大規模な更新の定義は以下の通りである。

- 大規模な拡張（以下の何れかを満たす）：投資額の最大 60%補助
  1. 拡張後の使用水量が既存の使用水量より 20%以上増加する。
  2. 平均の総落差が 10%以上増加する。
  3. 拡張前の過去 5 年間の平均使用水量よりも更に 10%水量が増加する。
  4. 採用可能な貯水容量が 15%以上増加する。
  5. 年間平均発電電力量が過去 5 年間の平均と比べ 20%以上もしくは 30GWh 増加する。
- 大規模な更新（以下の両方を満たす）：投資額の最大 40%補助
  1. 発電所の主要構造物である取水口、ポンプ、堰、貯水池、圧力式導水路、機電設備のいずれかについて置き換えるもしくは完全に改修されること。

2. 過去5年間で、年間平均発電電力量に対する投資額が0.11USD/kWh以上であること。

なお、新規発電所についてはこのような補助金は得られないが、1MW以下の新規発電所については固定価格買取制度が適用されている（適用は2022年まで）。

### 大規模水力発電所（設備容量10MW～）

大規模水力発電所では、拡張と更新補助に加え、新規建設についても補助金制度が用意されている。ただし、その補助金適用額の条件は以下の通りとなっている。

- 適用条件：  
独立した発電所であり、他発電所と主要構造物を共有するものでないこと。
- 補助金限度額：  
新設発電所および大規模な拡張は原則投資額の35%。ただし、10GWh以上の発電電力量の増加が期待される場合は投資額の40%となる。一方、更新は最大20%となっている。

これらの補助金の判断は、事業のキャッシュフローに基づく現在価値(NPV)に基づき決定される。NPVがマイナスとなる場合、つまり事業便益が不足する場合にこの補助金制度を適用できる。なお、補助金支給の判断はスイス連邦エネルギー局(Swiss Federal Office of Energy / SFOC)によって行われ、SFOCの保証がないと建設を開始することができない。補助金の適用に用いる加重平均資本コスト(WACC)等もSFOCにより決定される。

なお、本補助金はスイスのエネルギー法(Swiss Energy Act / EnG)に基づき行われており、天然資源からのエネルギー生産促進を目的としている。そのため揚水発電は対象外となる。

### 2) スイスにおける電力市場補助金制度

電力市場補助金は、平均設備容量が10MW以上であり、市場価格以下で売電された発電所に適用される。市場価格で電力生産のコストを賄える場合には本補助金は適用されない。なお、参照される市場価格は、欧州エネルギー取引所(European Energy Exchange / EEX)の時間単位での価格に対応している。

## (5) オーストリアにおける電源構成と電力供給増強に関するロードマップ

### 1) オーストリアにおける電源構成

オーストリアは、水力発電に関する長い歴史を有しており、2019年時点において国内電力消費量71.76TWhの61.5%が水力発電によって賄われている。 Electricity Guarantee Databaseに示された発電所区分毎の設備容量、電力量を下表に示す。

表 2-18 オーストリアの水力発電所における区分毎の設備容量、電力量

Operating and inventory statistics Total electricity generation in Austria Power plant park 2019 (Dataset: March 2021)								
All hydropower plants								
Capacity class		Annual result				Share		
from ... MW	up to ... MW	Number of plants	Bottleneck capacity	Gross electricity generation	Utilisation duration	Number of plants	Bottleneck capacity	Gross electricity generation
	Unit	[1]	MW	GWh	h	%	%	%
(1)	1	2,566	456	1,886	4,140	83.4	3.1	4.3
	1	5	305	648	2,795	4,311	9.9	4.4
	5.0	10.0	42	328	1,289	3,923	1.4	2.3
	<b>up to 10 MW</b>	<b>2,913</b>	<b>1,433</b>	<b>5,970</b>	<b>4,168</b>	<b>94.7</b>	<b>9.8</b>	<b>13.5</b>
	10	25	72	1,224	5,101	4,166	2.3	8.4
	25	100	58	2,881	10,646	3,695	1.9	19.7
	100		33	9,059	22,470	2,480	1.1	62.1
	<b>above 10 MW</b>	<b>163</b>	<b>13,165</b>	<b>38,216</b>	<b>2,903</b>	<b>5.3</b>	<b>90.2</b>	<b>86.5</b>
	<b>Recorded power plants</b>	<b>3,076</b>	<b>14,597</b>	<b>44,187</b>	<b>3,027</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>
Run-Off-river hydropower plants								
(1)	1	2,557	450	1,870	4,160	86.3	7.8	6.2
	1	5	280	584	2,542	4,353	9.5	10.1
	5.0	10.0	29	221	1,004	4,551	1.0	3.8
	<b>up to 10 MW</b>	<b>2,866</b>	<b>1,254</b>	<b>5,417</b>	<b>4,318</b>	<b>96.8</b>	<b>21.6</b>	<b>18.1</b>
	10	25	55	926	4,278	4,623	1.9	16.0
	25	100	32	1,554	7,364	4,739	1.1	26.8
	100		9	2,061	12,892	6,256	0.3	35.6
	<b>above 10 MW</b>	<b>96</b>	<b>4,540</b>	<b>24,534</b>	<b>5,404</b>	<b>3.2</b>	<b>78.4</b>	<b>81.9</b>
	<b>Recorded power plants</b>	<b>2,962</b>	<b>5,795</b>	<b>29,951</b>	<b>5,169</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>
Storage hydropower plants								
(1)	1	9	6	16	2,665	7.9	0.1	0.1
	1	5	25	65	254	3,932	21.9	0.7
	5.0	10.0	13	108	284	2,638	11.4	1.2
	<b>up to 10 MW</b>	<b>47</b>	<b>178</b>	<b>554</b>	<b>3,107</b>	<b>41.2</b>	<b>2.0</b>	<b>3.9</b>
	10	25	17	299	822	2,753	14.9	3.4
	25	100	26	1,328	3,282	2,472	22.8	15.1
	100		24	6,998	9,578	1,369	21.1	79.5
	<b>above 10 MW</b>	<b>67</b>	<b>8,624</b>	<b>13,682</b>	<b>1,586</b>	<b>58.8</b>	<b>98.0</b>	<b>96.1</b>
	<b>Recorded power plants</b>	<b>114</b>	<b>8,803</b>	<b>14,236</b>	<b>1,617</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>

(1) For power plants with a bottleneck capacity below 1 MW, additional information according to the guarantees of origin

出典：E-Control ウェブサイト(<https://www.e-control.at/>)より ILF 作成

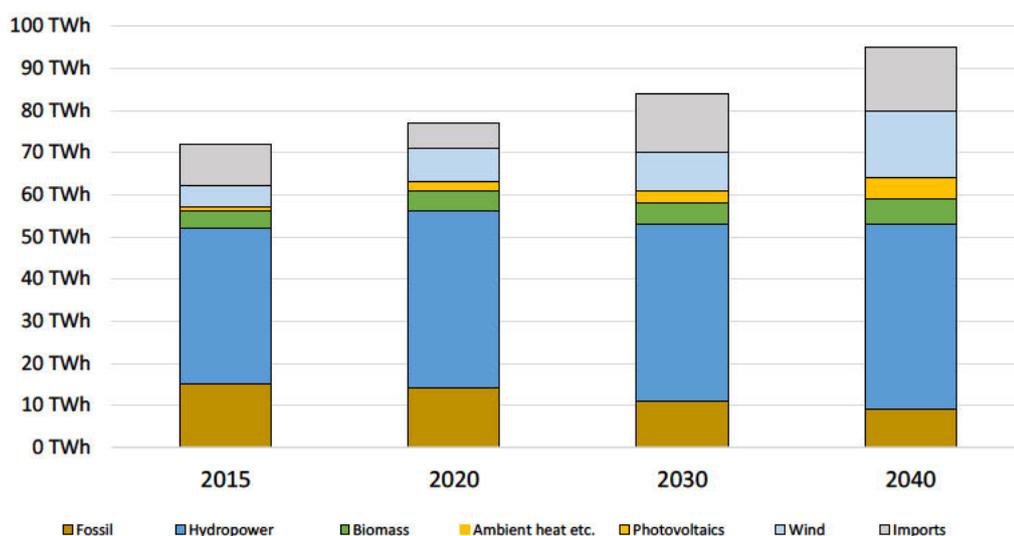
全発電電力量のうち約 2/3 は下流部に建設された比較的落差の小さな流れ込み式水力発電所によるものであり、残りは山間部の貯水式の発電所によるものとなっている。またこの貯水池式発電所のうち約 41%は 10MW 以下の小規模発電所である。オーストリアの大規模な流れ込み式発電所はドナウ川、イン川、ドラバ川にある一方、貯水池式発電所は主にオーストリア中西部、山間地域に位置しており、約 100 箇所存在している。

またオーストリア国内では 4,000 以上の小規模発電所がグリッドに接続しており、2019 年末時点でこのうち 1,877 箇所の発電所がオーストリアの補助金管轄機関である OeMAG (Ökostromabwicklungsstelle/Austrian State Clearing and Settlement Agency for Green Electricity) に登録されている。

一方、表 2-18 の通り、10MW 以下の発電所の合計設備容量は 1,433MW、年間発電電量 6TWh に至る。ただし、稼働時間は年によって大幅に異なり、2019 年には 5,529 時間であったが、少ない年は 1,712 時間となっている。

## 2) オーストリアにおける再生可能エネルギーロードマップ

EUにおける再生可能エネルギーの目標は、2030年までに総エネルギー需要の32%を再生可能エネルギーにより賅うこととなっている。それに対して、オーストリアでは、2021年から2030年までの期間を対象とし、国家エネルギー及び気候計画 National Energy and Climate Plan (NECP) を策定しており、2050年までにエネルギー需要の100%を再生可能エネルギーにより賅うことを目標としている。



出典： Federal Ministry for Climate Action, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology 資料より ILF 作成

図 2-51 オーストリアの電源構成ロードマップ

### (6) オーストリアにおける政府支援策

現在、再生可能エネルギーに対して年間 10 億ユーロの支援が行われており、その中心は太陽光、風力、水力、バイオマス、バイオガスに対する投資補助金と市場補助金であるが、投資補助金の適用は 2021 年 7 月 28 日までであり、これ以降は市場補助金のみとなっている。

#### 1) オーストリアにおける投資補助金制度

オーストリアにおける投資補助金制度として、年間 500 万ユーロ以上が費やされてきた。その内訳としては、約 200 万ユーロが新設、約 300 万ユーロが改修事業である。補助金の適用条件（最大補助金額）は以下の通りである。最大補助金額は、既設発電所の規模に応じて、kW あたりの金額（要件 A）と、全投資金額に占める割合（要件 B）より決められている。小規模の発電所の方が、発電量や投資金額あたりの最大補助金金額が大きくなっている。

表 2-19 オーストリアにおける投資補助金限度額

発電所規模	最大補助金額	
	要件 A	要件 B
< 50kW	最大 1,750 ユーロ/ kW	-
50~100 kW		投資金額の最大 35%
100~500 kW		
500~2 MW	最大 1,750~1,250 EUR / kW	最大投資金額の 35~25%
2~10 MW	最大 1,250~650 EUR / kW	最大投資金額の 25~15%

その他の条件は以下のとおりである。

- ・ 発電所の土地取得に必要な投資金額の 30%以下
- ・ その他の環境関連費用の 45%以下
- ・ 資金提供契約の締結から 36 カ月以内の稼働
- ・ 発電電力量の 15%以上の増加
- ・ 動的 NPV 計算（計算期間 50 年、税引き後金利 6%）により、補助金が必要であることが証明できること

## 2) オーストリアにおける市場補助金制度

オーストリアにおける市場補助金制度は、新設や拡張、改修事業に対して適用される。それぞれの適用条件は以下の通りである。

新設： 最大設備容量 25MW

拡張： 拡張後設備容量 25MW 以下（25MW を超える場合は最初の 25MW 分に対して適用）

改修： 1MW 以上の改修の場合 10MW まで。1MW 未満の場合、全てに対して適用。（設備容量が変わらず、発電電力量が増加した発電所も対象となる）

## (7) 欧州で確認された増強事例

スイス・オーストリアの 2 カ国では建設中、計画段階のものを含み、合計 20 の水力発電所増強事例が収集できた。表 2-20 に一覧及び増強の種類を示す。増強の種類としては、老朽化した水車発電機の更新による増強、未利用流量の活用、未利用落差の活用や、ダム発電容量の増加といった方法が多かった。なお、これら 20 の事例のうち、スイスはほぼ建設済の事例であったが、オーストリアはまだ施工中もしくは計画段階の事例が大半を占めている。2022 年 2 月時点で建設済の事例はこれらのうちの 12 件である。

本業務では、これら全て収集事例として取り扱うが、本章の文中では建設済の 12 件のうち、増強の諸元詳細が入手できていないスイスの Cotlan 発電所を除く 11 件の事例を取り上げ記述する。取り上げた建設済事例の諸元を含む一覧は表 2-24 から表 2-26 に示す。

表 2-20 欧州の収集事例全一覧

発電所名	運転開始(年)	運転開始時 設備容量 (kW)	増強年(年)	再開発後 設備容量 (kW)	増加率 (設備容量)	増強方法						その他	
						A.	B1.	B2.	B3.	B4.	C.		D.
						高効率水車・ 発電機への更 新、改修	ダム発電容量の 増加、貯水容量 の有効活用	未使用流量 の有効活用	水路損失/環 境の改善	運用ルール 等の改善	利用可能水位の高 水位化、未利用落 差の活用		運転可能時 間の長時間 化
<b>スイス</b>													
1 <a href="#">Cotlan HPP</a>	1936	320	2017	2,600	713%						○		既設発電所下流の未利用落差活用
2 <a href="#">Dietikon HPP</a>	1933	2,600	2019	3,600	38%	○		○					水車発電機の更新及び余剰流量の活用
3 <a href="#">Göscheneralp Dam</a>	1962	160,000	中止	160,000	0%		○						嵩上げ。計画段階でステークホルダーの同意が得られず頓挫。
4 <a href="#">Hagneck HPP</a>	1899	3,000	2015	24,000	700%			○					導水路、発電所の増設
5 <a href="#">Innertkirchen HPP</a>	1942	200,000	2016	390,000	95%			○	○				導水路、発電所の増設
6 <a href="#">Luzzone Dam</a>	1963	70,000	1999	70,000	0%		○						嵩上げ
7 <a href="#">Mauvoisin Dam</a>	1958	138,000	1991	138,000	0%		○						嵩上げ
8 <a href="#">Rheinfelden HPP</a>	1898	26,000	2012	100,000	285%			○			○		下流河床掘込みによる落差増幅、取水口、水車発電機、建屋一式更新
9 <a href="#">Rupperswil-Auenstein HPP</a>	1945	42,000	2010	43,700	4%			○					余剰流量を利用した発電所の増設
10 <a href="#">Ruppoldingen HPP</a>	1896	5,500	2000	23,000	318%			○			○		発電所を上流に移設
11 <a href="#">Wettingen HPP</a>	1933	24,000	2020	24,000	0%	○							高効率ランナーブレードへの更新
<b>オーストリア</b>													
1 <a href="#">Ering Frauenstein HPP</a>	1942	73,000	進行中	94,000	29%	○							水車発電機の更新（進行中事業）
2 <a href="#">Gampadels HPP</a>	1925	9,900	進行中	12,000	21%	○			○				発電所の一新（進行中事業）
3 <a href="#">Kirchbichl HPP</a>	1941	19,000	2020	38,000	100%			○					水路等の更新と余剰流量の活用
4 <a href="#">Obervellach II HPP</a>	1929	17,100	進行中	37,000	116%	○		○			○		発電所の一新（進行中事業）
5 <a href="#">Ottensheim-Wilhering HPP</a>	1974	179,000	計画段階	224,000	25%	○							高効率水車への更新（計画段階）
6 <a href="#">Reutte HPP</a>	1956	2,460	計画段階	2,330	-5%	○		○					カスケード式の発電所を統合（計画段階）
7 <a href="#">Schwarzach HPP</a>	2007	9,900	計画段階	16,900	71%			○					発電所の増設
8 <a href="#">Tuxbach crossing project</a>	1970	355,000	2020	356,700	0%						○		貯水池からの未利用落差を活用
9 <a href="#">Ybbs-Persenbeug HPP</a>	1959	236,500	進行中	254,500	8%	○							高効率水車・発電機への更新（進行中事業）

出典：ILF 提供資料より日本工営株式会社作成

(8) 欧州における増強好事例

欧州における増強の好事例として、再開発工事が完了している 11 事例を抽出した。これらについて、表 2-21 から表 2-23 の資料を基に情報を収集した。

表 2-21 欧州の好事例の詳細情報収集に用いた資料一覧(1/3)

資料名	発行者
<b>1. Wettingen 発電所 (スイス)</b>	
Wettingen hydro-power plant: major overhaul	ewz
Power plants on the Linmat - from Zurich to Untersiggenthal Report	The Renaturation Platform
Wettingen: Millimetre work: A 25-tonne turbine is used	Badener Tagblatt
<b>2. Innertkirchen 1 発電所 (スイス)</b>	
Power Plants	Kraftwerke Oberhasli AG
Hydropower plants: Statistics Report	Swiss Federal Office of Energy
<b>3. Kirchbichl 発電所 (オーストリア)</b>	
Expansion Projects	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG
<b>4. Rheinfelden 発電所 (スイス)</b>	
Rheinfelden Hydropower Plant	EnergieDienst
Old hydropower plant Rheinfelden	Wikipedia
Rheinfelden Hydropower Plant: A milestone that is no longer there	Stuttgarter Zeitung

出典：日本工営株式会社

表 2-22 欧州の好事例の詳細情報収集に用いた資料一覧(2/3)

資料名	発行者
<b>5. Dietikon 発電所 (スイス)</b>	
Dietikon Power Plant	EKZ
DIETIKON, KRAFTWERK, INSEL	ETH-Bibliothek, ETH Zürich
DIETIKON 18% more electricity; the Power Plant opens the doors to the population	Limmattaler Zeitung
<b>6. Hagneck 発電所 (スイス)</b>	
Hagneck Hydropower Plant	Bierleslee Kraftwerke AG
Hagneck Power Plant	Wikipedia
Hagneck Design Power Plant Nearing Completion	Zek Hydro
<b>7. Rapperswil-Auenstein 発電所 (スイス)</b>	
Run-of-river Power Plant Rapperswil-Auenstein	SBB
KRA: Rapperswil-Auenstein Power Plant (2010) Report	Costronic SA
Bypass Waters at the Rapperswil-Auenstein Power Plant	RAOnline
<b>8. Ruppoldingen 発電所 (スイス)</b>	
Run-of-river Power Plant Ruppoldingen	ALPIQ
Ruppoldingen Power Plant	Wikipedia
KW Ruppoldingen Compensation and Success Monitoring PPT	Raum Umwelt Sicherheit

出典：日本工営株式会社

表 2-23 欧州の好事例の詳細情報収集に用いた資料一覧(3/3)

資料名	発行者
<b>9. Luzzone 発電所 (スイス)</b>	
Expansion potential of existing reservoirs in Switzerland: Higher dams for more winter electricity	Axpo
Luzzone Report	Swiss Dam Committee
Hydropower plants: Statistics	Swiss Federal Office of Energy
<b>10. Mauvoisin 発電所 (スイス)</b>	
Expansion potential of existing reservoirs in Switzerland: Higher dams for more winter electricity	Axpo
Mauvoisin Report	Swiss Dam Committee
Hydropower plants: Statistics Report	Swiss Federal Office of Energy
<b>11. Tuxbach 発電所 (オーストリア)</b>	
Project Tuxbach transition with Small Power Plant	Verbund AG

出典：日本工営株式会社

各発電所の概要を表 2-24 から表 2-26 に示す。これらの事例は下記の通り大きく 5 つに分類できる。

#### 1) 老朽化した水車の更新事業 (Wettingen)

スイスの Wettingen 発電所は、建設後 87 年を経過した水車のランナーブレードを更新し、高効率化することで電力量を増強した事例である。約 4% の発電電力量増加が見られた。

#### 2) 導水路を含む発電所の増設事業 (Innertkirchen1, Kirchibichl)

スイスの Innertkirchen1 発電所、Kirchibichl 発電所では、水路の建設を含む発電所の増強を行っている。既設の発電所の増強に加え、導水路を設けて新規の発電所を設けているため、取水口から発電所までの再開発が必要であり、比較的成本が高くなっている。これらのケースでは、設備容量で約 95% から 100% 増加、発電電力量は約 9% から 26% 増加した。

#### 3) 発電所の一新 (Rheinfelden)

Rheinfelden 発電所は、発電開始後 100 年以上経過した発電所を一新したケースである。本事業では、発電所の位置や対象流量、落差等も全て見直すことで、ほぼ同じ位置で大幅な設備容量、発電電力量の増強を行うことができた。100 年以上前とは機器効率の他、流量等の条件が変わっているため、現在の条件に最適化することで大きな増強効果が見られた事例である。このケースでは、設備容量で約 285% 増加、発電電力量は約 224% 増加した。

#### 4) 未使用流量の活用事例 (Dietikon, Hagneck, Ruppoldingen, Ruppertswil-Auenstein)

スイスの Dietikon 発電所や Hagneck 発電所、Ruppoldingen 発電所、Ruppertswil-Auenstein 発電所は元々本川ではなく、分流させた先に設けられた低落差の発電所を設けたものであった。それを再開発により、その分派堰に小水力発電所を設けた例や、発電所自体を本川部に移動させることなどにより、本川の未使用流量を活用している。ただし、これらは元々の発電規模があまり大きくない発電所も含まれており、また活用した流量が維持流量等であることから、増強の規模としてもさほど大きくはない。これらのケースでの増加率は、設備容量で約 4% から 700% 増加と幅広く、発電電力量も約 5% から 900% と同様に幅広い。本川と支川の流量バランスがそれぞれの発電所で異なるためである。

#### 5) 嵩上げ (Luzzone, Mauvoisin)

嵩上げの事例として、Luzzone 発電所、Mauvoisin 発電所の事例が収集された。嵩上げにより、落差と有効貯水容量が増加するが、これらの 2 ケースでは、発電電

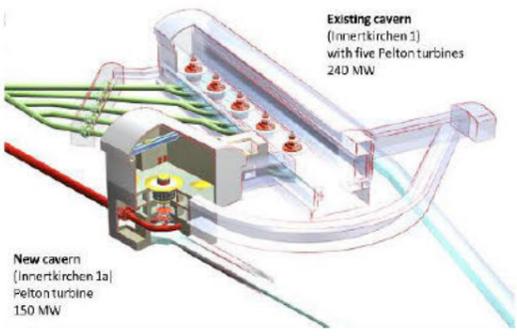
力量の増加のみが見られた。機器の更新を伴わなくても、嵩上げのみで発電電力量に寄与できている。これらのケースでは、発電電力量は約 2%から 24%増加した。

#### 6) 未利用落差の活用 (Tuxbach Crossing Project)

Tuxbach Crossing Project は、貯水池の未利用落差を活用した増強事例である。本事業の目的は、ライセンス切れに伴う流量の確保であり、導水路トンネルの建設が主目的であった。そのため、発電の規模としてはさほど大きくないが、導水の際に、未利用落差を活用して発電に用いた事例である。このケースでは、設備容量で約 0.5%増加、発電電力量は約 6%増加した。

なお、欧州事例では、総落差のみ収集できたため、有効落差ではなく総落差を記載する。

表 2-24 欧州の水力発電所再開発好事例（建設済）概要一覧(1/3)

発電所名	Wettingen (スイス)			Innertkirchen 1 (スイス)			Kirchbichl (オーストリア)			Rheinfelden (スイス)		
概要・写真												
事業者名	ewz Elektrizitätswerk der Stadt Zürich			KWO Kraftwerke Oberhasli AG			TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG			Energiedienst Holding AG		
取水/運用形式	ダム式/流れ込み式			ダム水路式/-			水路式/流れ込み式			ダム式/流れ込み式		
再開発の背景・目的	老朽化対策による発電電力量増			発電所の増設による設備容量増			導水路の安全度向上と合わせ再開発実施			廃止された発電所の再設置による電力供給		
再開発の概要	高効率ランナーブレードの更新による発電電力量増強			既設発電所の発電機追加、発電所一式の増設、導水路の摩擦損失の低減（設備容量・発電電力量増強）			発電所一式増設、取水堰の維持流量を活用した発電所増設、魚道の設置（設備容量・発電電力量増強）			位置、落差、流量を変え水力発電所一式の再設置（設備容量・発電電力量増強）		
初期開発年	1933			1942			1941			1898		
再開発年	2020			2016			2020			2012		
再開発時点経過年	87年			74年			79年			114年		
総落差 (m)※	21-23			670 m			9.7			(旧) 6m → (新) 9m		
増強による効果	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率
設備容量 (MW)	24	24	±0%	200	390	+95%	19	38	+100%	26	100	+285%
発電電力量 (MWh/年)	135,000	141,000	+4%	784,000	854,000	+9%	131,000	165,000	+26%	185,000	600,000	+224%
最大使用水量 (m³/s)	133	133	±0%	46.5	69	+48%	250	499	+100%	600	1500	+150%
事業費 (億円)	18			366			108			327		
増設費 (千円/kW)	N/A			193			567			443		
増強方法の類型化												
A.高効率水車発電機への更新、改修	○	高効率ランナーブレードへの更新										
流量増加	B1.ダム発電容量の増加 貯水容量の有効											
	B2.未利用流量の有効活用			○	未利用流量を利用した導水路、圧力水路、水車・発電機増設	○	水路拡張、余剰流量の利用、水路拡張、取水口、水車・発電機、建屋増設	○	発電所一新に伴う使用流量変更			
	B3.水路損失/環境の改善			○	既設水路の損失改善							
	B4.運用ルール等の改善											
C.利用可能水位の高水位化										○	下流河床掘込みによる落差増堰	
D.設備利用率の向上												
F.支援策、地域貢献等				○	環境対策（調節池）	○	環境対策（魚道）	○	環境対策（魚道、水生生物）			

出典：表 2-21 から表 2-23 を基に日本工営株式会社作成

備考) 増設費 = (再開発後の設備容量 - 既設設備容量) / 事業費

※総落差のみ収集できたため、欧州事例では総落差で記載する。

表 2-25 欧州の水力発電所再開発好事例（建設済）概要一覧(2/3)

発電所名	Dietikon (スイス)			Hagneck (スイス)			Rupperswil-Auenstein (スイス)			Ruppoldingen (スイス)		
概要・写真												
事業者名	EKZ			BKW			SBB			Alpiq		
取水/運用形式	水路式/流れ込み式			水路式/流れ込み式			ダム式/流れ込み式			ダム式/流れ込み式		
再開発の背景・目的	ライセンスの更新に際した発電所の更新			既設の分派堰設計流量が過小のため改修実施			取水口の余剰流量を活用した発電能力の増強			ライセンス切れした発電所の更新		
再開発の概要	発電所更新（魚保護型水車）、維持流量活用した発電所増設（設備容量・発電電力量増強）、魚道設置			発電所改修と合わせ本川流量を活用した発電所を新設（設備容量、発電電力量増強）、魚道設置			本川維持流量を活用した発電所を設置（設備容量、発電電力量増強）、魚道設置			発電所を本川上流部に移設し、落差と流量増加（設備容量、発電電力量増強）		
初期開発年	1933			1899			1945			1896		
再開発年	2019			2015			2010			2000		
再開発時点経過年	86年			116年			65年			104年		
総落差 (m)※	3.4			6.75-9.15m (総落差)			9.75 - 11.6m			4-6.5m		
増強による効果	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率
設備容量 (MW)	2.6	3.6	+38%	3	24	+700%	42	43.7	+4%	5.5	23	+318%
発電電力量 (MWh/年)	17,000	20,000	+18%	11,000	110,000	+900%	215,000	225,000	+5%	39,600	115,000	+190%
最大使用水量 (m³/s)	100	120	+20%	40	320	+700%	490	515	+5%	210	475	+126%
事業費 (億円)	44			不明			不明			155		
増設費 (千円/kW)	4,402			不明			不明			887		
増強方法の類型化												
A.高効率水車発電機への更新、改修	○	高効率水車・発電機への更新										
流量増加	B1.ダム発電容量の増加											
	B2.未利用流量の有効活用	○	未利用流量を利用した取水口、水車・発電機、建屋一式増設	○	未利用流量を利用した取水口、水車・発電機、建屋一式増設	○	余剰流量を利用した取水口、水車・発電機、建屋一式増設	○	発電所移設により使用流量増			
	B3.水路損失/環境の改善											
	B4.運用ルール等の改善											
C.利用可能水位の高水位化										○	発電所移設により落差増	
D.設備利用率の向上												
F.支援策、地域貢献等	○	環境対策(魚道、鳥類繁殖地)、魚保護型カプラン水車へ交換		○	環境対策 (魚道、森林)		○	環境対策 (魚道)		○	環境対策 (植生回復)	

出典：表 2-21 から表 2-23 を基に日本工営株式会社作成

備考) 増設費 = (再開発後の設備容量 - 既設設備容量) / 事業費

※総落差のみ収集できたため、欧州事例では総落差で記載する。

表 2-26 欧州の水力発電所再開発好事例（建設済）概要一覧(3/3)

発電所名	Luzzone (スイス)			Mauvoisin (スイス)			Tuxbach (オーストリア)		
概要・写真									
事業者名	OFIBLE			Axpo			VERBUND Hydro Power GmbH		
取水/運用形式	ダム式/-			ダム式/-			水路式/-		
再開発の背景・目的	有効貯水容量の増加による発電電力量増加			有効貯水容量の増加による発電電力量増加			発電所のライセンス終了後の水供給確保と発電		
再開発の概要	アーチダムの嵩上げ（貯水池容量 2 千万 m <sup>3</sup> 増、当初比 23%増）による発電電力量増加			アーチダムの嵩上げ（貯水池容量 3 千万 m <sup>3</sup> 増、当初比 17%増）による発電電力量増加			既設貯水池の落差を活用した発電所の設置（貯水池容量 3 千万 m <sup>3</sup> 増、当初比 17%増）		
初期開発年	1963			1958			1970		
再開発年	1999			1991			2020		
再開発時点経過年	36 年			33 年			51 年		
総落差 (m)※	不明			不明			30		
増強による効果	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率
設備容量 (MW)	70	70	±0%	138	138	±0%	355	356.7	+0.5%
発電電力量 (MWh/年)	205,000	210,000	+2%	231,000	286,000	+24%	700,500	745,000	+6%
最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)	不明	不明	不明	不明	不明	不明	不明	6	不明
事業費 (億円)	45			41			不明		
増設費 (千円/kW)	N/A			N/A			不明		
増強方法の類型化									
A. 高効率水車発電機への更新									
流量増加	B1. ダム発電容量の増加	○	ダム嵩上げ (17m) に伴う貯水容量増(23%増)と発電電力量の増加	○	ダム嵩上げ (13m) に伴う貯水容量増(17%増)と発電電力量の増加				
	B2. 未使用流量の有効活用								
	B3. 水路損失/環境の改善								
	B4. 運用ルール等の改善								
C. 利用可能水位の高水位化 未利用落差の活用							○	未利用落差の活用導水路、圧力水路、発電所一式新設	
D. 運転可能時間の長時間化									
F. 支援策、地域貢献等							○	地域共生(カヤックコース)	

出典：表 2-21 から表 2-23 を基に日本工営株式会社作成

備考) 増設費 = (再開発後の設備容量 - 既設設備容量) / 事業費

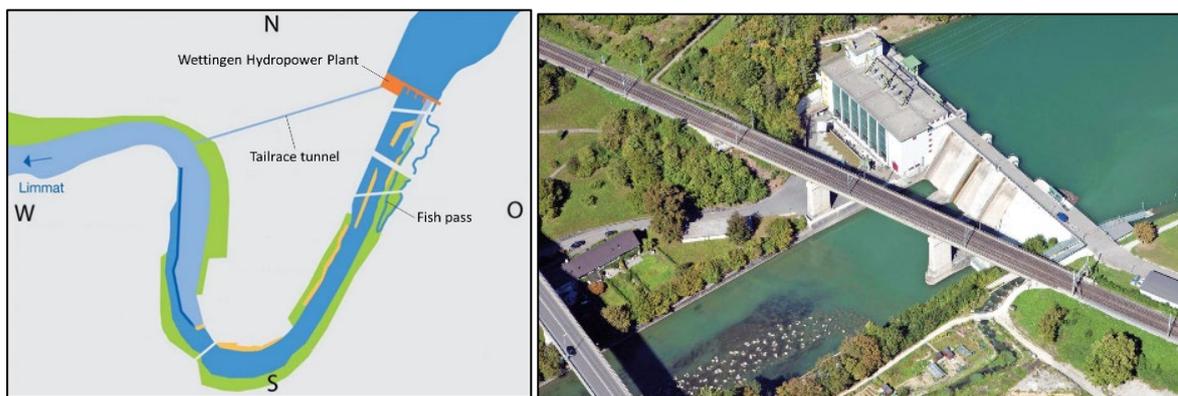
※総落差のみ収集できたため、欧州事例では総落差で記載する。

(9) 欧州の水力発電所増設事例詳細

1) Wettingen 発電所 (スイス)

増強の特徴：老朽化した水車の更新 (発電電力量増加)

本事業は、チューリッヒ湖下流のリト川に 1933 年に建設された流れ込み式水力発電所である Wettingen 発電所の水車発電機の更新事業である。Wettingen 発電所は Kaplan 水車 8MW×3 台の計 24MW の設備容量を有しているが、この水車は再開発当時既に 11 万時間以上運転していたため、多くの部品が損傷していた。そのため、2017 年から 2019 年にかけてすべての水力機器のオーバーホールが実施された。その中で、新規のランナーに取り替えることによって、年間発電電力量が 135GWh から 141GWh に、6GWh(+4.4%増)増強することができた。その他の工事等は特に実施されていないが、水車発電機の更新のみで発電電力量の増強ができた事例である。



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-52 Wettingen 発電所レイアウト図 (左) および取水堰全体写真 (右)



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-53 Wettingen 発電所の様子 (左) と新しいランナー (右)

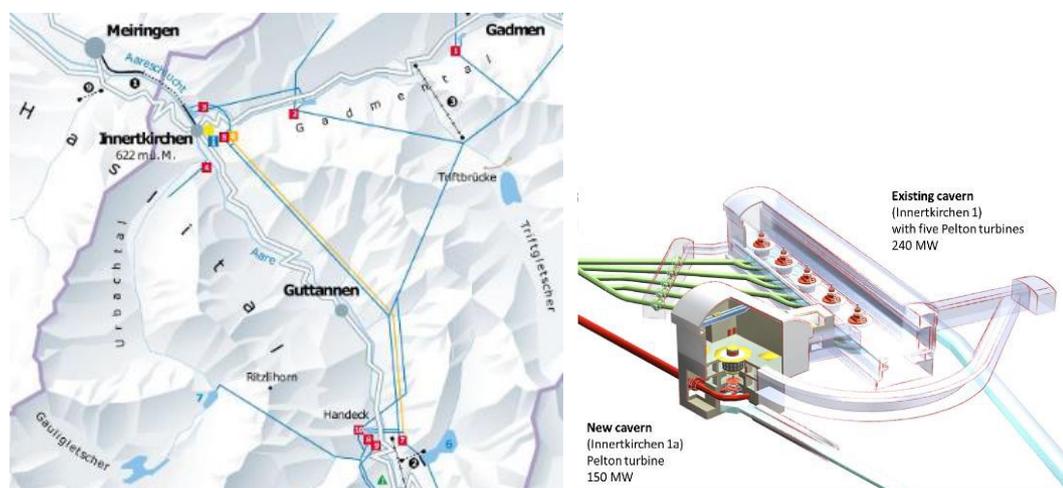
## 2) Innertkirchen 1 発電所 (スイス)

### 増強の特徴：導水路、水車発電機を含めた一式の増設と、既設導水との摩擦低減 (設備容量、発電電力量増加)

本事業は、既設の Innertkirchen1 水力発電所の改修と、Innertkirchen 1a 発電所として導水路と発電所を新設した事業である。

Innertkirchen 1 水力発電所は 1942 年に運転を開始した発電所であり、スイスのアーレバレー上流域水力群に属している。再開発に係る工事は 2012 年から 2016 年にかけて実施された。Innertkirchen 1a の追加導水路は延長 19km、直径 4.3m で既設の Handeck1 水力の導水路と平行するように敷設され、新規にペルトン水車 1 基 (150MW) を設置した。また、内径の大きな導水路を追加し、新設発電所だけでなく既設発電所に対しても、一部新規の導水路を利用して水を供給することで、既設発電所の条件よりも摩擦損失が低減できている。なお、既設発電所(Innertkirchen 1) においても 40MW を 1 基増設しており、本事業合計で設備容量 190MW、年間発電電力量 70GWh の増強となっている。なお、年間発電量は増強前で 784GWh であるが、増強後の実績では一時的に年間発電量が減少し、720GWh となっている。これは上流の発電所の改修により、一時的に流量が減少したためであり、改修終了後の年間発電電力量は 854GWh となる。

また、本事業では、アーレバレー水力群の水車運転による人工的な流量増加 "Hydropeaking" を低減するため、Innertkirchen1 水力発電所の放水路に調整池を建設している。



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-54 Innertkirchen 1a 水力発電所レイアウト(左)および発電所モデル (右)



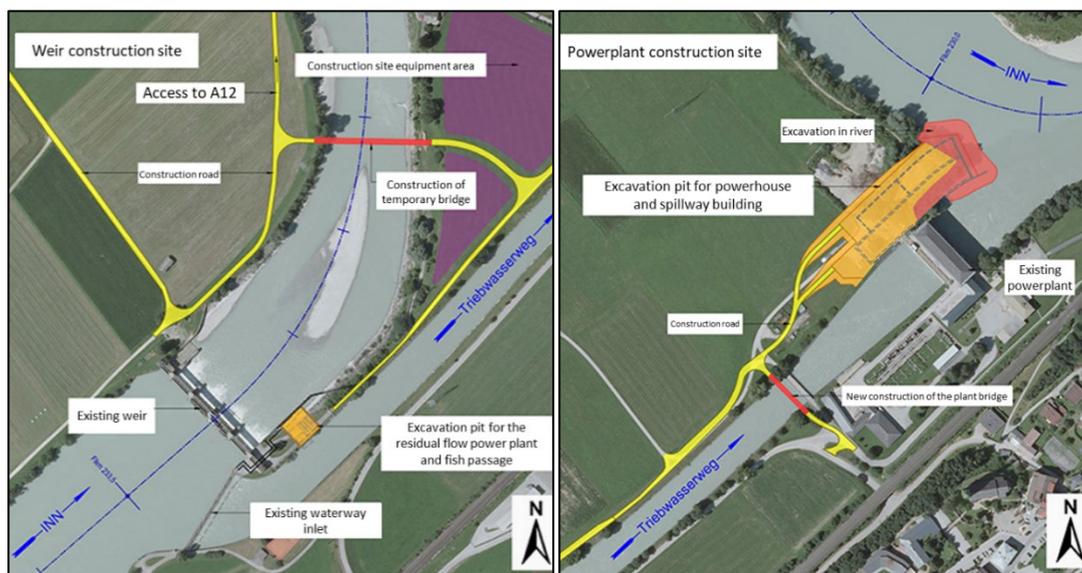
出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-55 Innertkirchen 1a のペルトン水車（左）及び調節池（右）

### 3) Kirchbichl 発電所（オーストリア）

#### 増強の特徴：導水路、水車発電機を含めた一式の増設と、維持流量を活用した発電所、魚道の設置（設備容量、発電電力量増加）

本事業は、オーストリアのイン川の未使用流量を活用し、既設の Kirchbichl 発電所の流量増加と、新規発電所を設けた事例である。Kirchbichl 発電所はイン川に、1941年に建設された流れ込み式水力発電所である。2005年夏季の洪水により既存発電所の治水安全度向上が必要とされ、導水路のリハビリ事業が決定した。その際に合わせて未利用流量の活用も計画され、本再開発事業が実施されることとなった。再開発では、既設の Kirchbichl I 発電所は最大使用水量を  $250\text{m}^3/\text{s}$  から  $284\text{m}^3/\text{s}$  に増加させる一方で、新たに導水路を設け、最大使用水量  $200\text{m}^3/\text{s}$  の新設の Kirchbichl II 発電所を設置した。また、取水堰地点では、維持流量を活用し、最大使用水量  $15\text{m}^3/\text{s}$  の発電所を建設した。これら3箇所の発電所合計での設備容量は  $38\text{MW}$  (当初より  $+19\text{MW}$ ) となり、発電電力量は  $131\text{GWh}$  から  $165\text{GWh}$  に増加した。なお、本事業ではあわせて取水堰地点に魚道も設置されている。



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-56 Kirchbichl 発電所取水口部レイアウト（左）および発電所部レイアウト（右）



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-57 Kirchbichl 発電所全景

#### 4) Rheinfelden 発電所

##### 増強の特徴：100年以上経過した発電所の一新（設備容量、発電電力量増加）

本事業は、一度取り壊した発電所箇所に発電所をより大きな規模で再度建設した事業である。Rheinfelden 発電所は、ライン川のドイツとの国境近くのスイス側に建設された流れ込み式水力発電所であり、水車発電機は 20 基、計 26MW の設備容量、年間発電電力量は 185GWh であった。1898 年に運転を開始した当時はヨーロッパでも数少ない大規模な流れ込み式水力発電所であったが、2010 年に運転をやめ、2011 年に取り壊された。同水力発電所の 90 年間のコンセッションは 1989 年に失効したが、再生可能エネルギーの活用のため、既存発電所と同エリアに建設することを条件に新たな 80 年間のコンセッションが認められた。

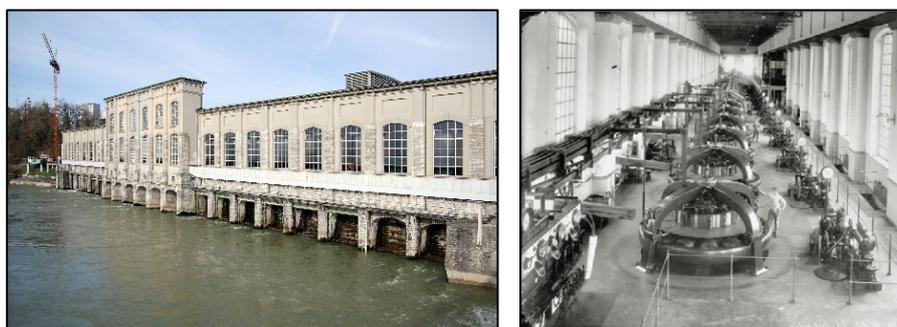
2003 年から 2012 年にかけて、新たな Rheinfelden 発電所が建設され、カプラン水車 25MW×4 台、合計 100MW の設備容量となり、年間 600GWh の発電を行っている。この新たな発電所では、使用水量を旧発電所の 600m<sup>3</sup>/s から 1,500m<sup>3</sup>/s へと大幅に増加させた他、河床掘削により放流水位を下げることにより、落差を 6m から 9m に増加させている。

なお、旧発電所の分水路は解体され、自然の流路とし、水生生物の繁殖を促している。



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-58 Rheinfelden 発電所新旧レイアウト



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-59 Rheinfelden 旧発電所外観（左）と旧発電所内部の様子（右）

## 5) Dietikon 発電所

### 増強の特徴：魚保護型の水車への更新、および本川維持流量を活用した発電所、魚道設置（設備容量、発電電力量増加）

Dietikon 水力はスイス北部 Limmat 川において 1888 年から運転されている流れ込み式の水力発電所であり、最大使用水量  $100\text{m}^3/\text{s}$ 、 $1.3\text{MW}\times 2$  基の合計  $2.6\text{MW}$  の設備容量、 $17\text{GWh}$  の年間発電電力量を有していた。2018 年/2019 年のライセンスの更新に合わせて、既存の水車発電機を魚保護型のカプラン水車 2 基( $1.4\text{MW}\times 2$ 、最大使用水量  $95\text{m}^3/\text{s}$ )に更新した。また堰下流への維持流量が冬期に  $10\text{m}^3/\text{s}$ 、夏季に  $15\text{m}^3/\text{s}$  と当初よりも増加していたため、維持流量を活用した新規発電所（カプランチューブラ水車、 $0.8\text{MW}$ ）を設置し、両発電所合わせて合計  $1\text{MW}$  の設備容量の増強、 $3\text{GWh}$  の年間発電電力量増強を行った。この水量の活用により全体の最大使用水量は合計  $120\text{m}^3/\text{s}$  に増加している。

なお、本事業に合わせて 2 つの新たな魚道も発電所に設置されたほか、未利用チとなった場所を鳥類の繁殖地とした。



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-60 Dietikon 水力発電所 新旧レイアウト(左：1991 年時点、右：現在)



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-61 Dietikon 水力発電所 水車更新(左)及び余剰水を用いた発電所建設(右)

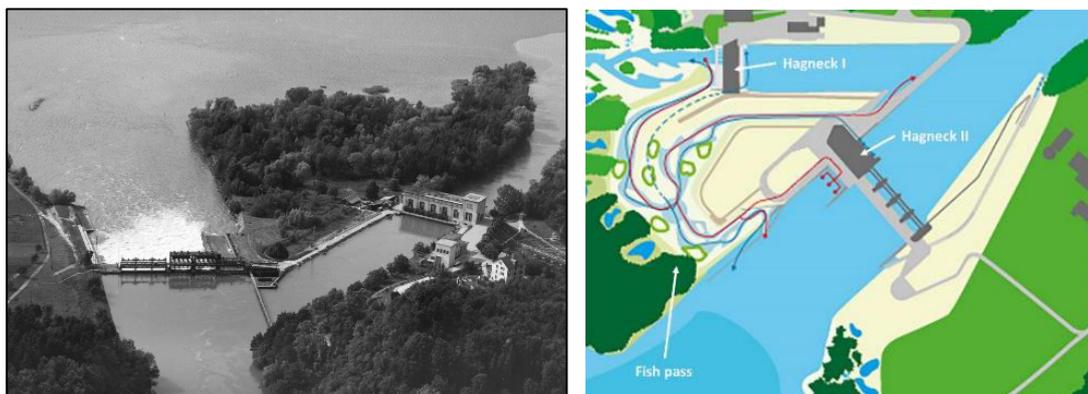
## 6) Hagneck 発電所

増強の特徴：本川の未利用流量を活用した発電所の増設及び魚道の設置（設備容量、発電電力量増加）

Hagneck 水力発電所は、ピール湖上流にて分流された Hargneck 水路における落差を利用した、設備容量 3MW、年間発電電力量 11GWh の発電所である。この分流に用いる分流堰において洪水があまり生じていなかったこともあり、既存の堰の地点に新規の発電所を増設することとなった。この新しい発電所は Hagneck II 水力発電所とされた。

水路への分流量のみに対して発電が行われたところを本川に対しても発電所を新設することで、最大使用水量は 280m<sup>3</sup>/s 増加しており、設備容量は 21MW（ Kaplan 水車 2 台）増加、年間 99GWh の発電電力量の増強がなされた。なお、Hagneck I 水力は現在も運転中である。

本事業では、本川支川両方に対して魚道の設置も行われたほか、周辺の植生促進が行われた。



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-62 Hagneck 水力発電所新旧レイアウト(左：1954 年時点、右：改修事業計画)



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-63 Hagneck 水力発電所建設中（左）及び建設後（右）

## 7) Rapperswil-Auenstein 発電所

増強の特徴：本川の未使用流量を活用した発電所の増設及び魚道の設置（設備容量、発電電力量増加）

本事業は既設の Rapperswil-Auenstein 発電所の取水堰における余剰水を利用し、発電所を増設した事業である。Rapperswil-Auenstein 発電所はアーレ川に 1945 年に建設された流れ込み式水力発電所である。当時はカプラン水車 2 基、設備容量 42MW、年間発電電力量 215GWh であった。

2004 年に Aarau 州の州議会にて、経済性向上を目的として、未利用流量を使った水力発電所の増設が決定された。それに伴い、発電事業者は堰及び発電所を新規に建設することを決定した。

25 m<sup>3</sup>/s の未利用流量を利用することにより、合計で 43.7MW(+1.7MW)の設備容量、225GWh(+10GWh)の発電電力量となった。なお、増設に合わせて環境対策として魚道が設置されている。



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-64 Rapperswil-Auenstein 発電所レイアウト図



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-65 Rapperswil-Auenstein 発電所外観（左）と魚道（右）

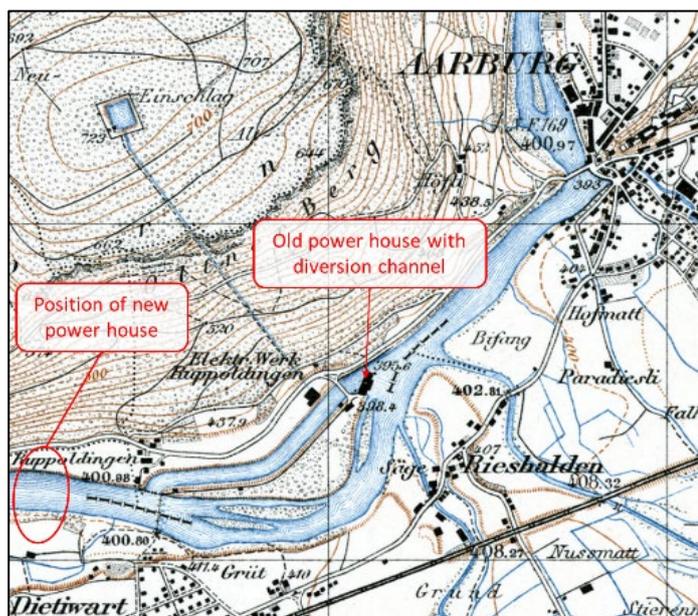
## 8) Ruppoldingen 発電所

### 増強の特徴：発電所を本川に移動し一新（設備容量、発電電力量増加）

本事業は、Ruppoldingen 発電所の位置を変更し、発電電力量を増強した事例である。Ruppoldingen 発電所はスイス北部に位置しており、1896年に運転を開始したヨーロッパで最も古い発電所の一つであった。元々のコンセッションは1994年に失効したため、新たなコンセッションの枠組みの中で再開発が決定された。

再開発では、元々本川から分派した水路において発電を行っていたものを、発電所の位置を上流の本川内に移設した。それにより2mの落差を得るとともに、使用水量を $210\text{m}^3/\text{s}$ から $475\text{m}^3/\text{s}$ まで増加させることができた。それにより、設備容量を5.5MWから23MWまで増設し、年間発電電力量を39.6GWhから115GWhまで増加させた。

本再開発に係る工事は1997年から2000年の間に実施された。古い発電所は撤去され、自然の状態に戻すよう継続的にモニタリングを行っており、植生が回復してきていることが報告されている。



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-66 Ruppoldingen 発電所位置新旧比較図



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

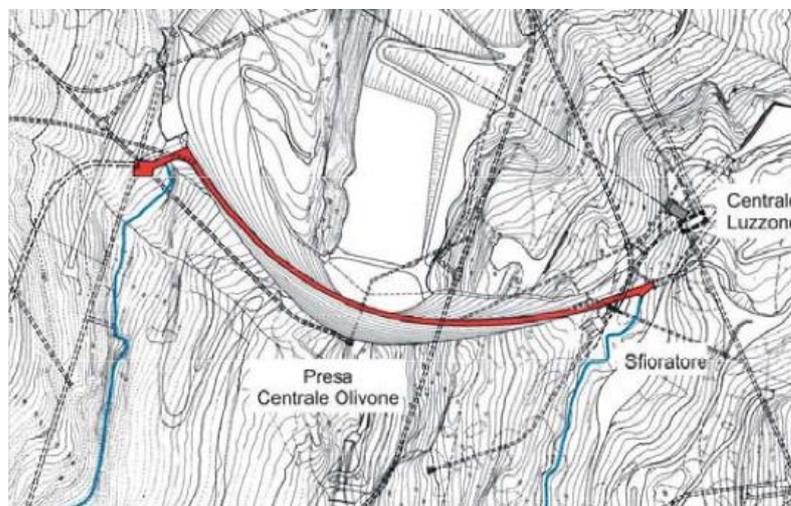
図 2-67 Ruppoldingen 発電所の1960年の様子（左）と現在の様子（右）

## 9) Luzzone 発電所

### 増強の特徴：ダム嵩上げによる有効貯水容量の増加（発電電力量増加）

本事業は、既設の Luzzone ダムを嵩上げし、容量を増加させることで発電電力量を増強した事業である。Luzzone ダム・発電所は Brenno 川及びその支川に建設された Ofible 水力群に属しており、本事業ではダムを 17m 嵩上げ（既設ダム高の 8%）することにより、貯水池容量 20 百万 m<sup>3</sup>（既設貯水池容量の 23%）を増加させた。発電施設の設備容量は増加していないが、有効貯水容量が増加することにより、発電電力量が当初の年間発電電力量 205GWh から 5GWh 増加し、210GWh となった。

なお、ダムの嵩上げ工事は 1995 年から 1999 年にかけて実施され、同工事に使用されたコンクリートは 8 万 m<sup>3</sup>であったが、これはダム堤体建設時に使用されたコンクリート 1.4 百万 m<sup>3</sup>の 6%にあたる。



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-68 Luzzone ダム平面図



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

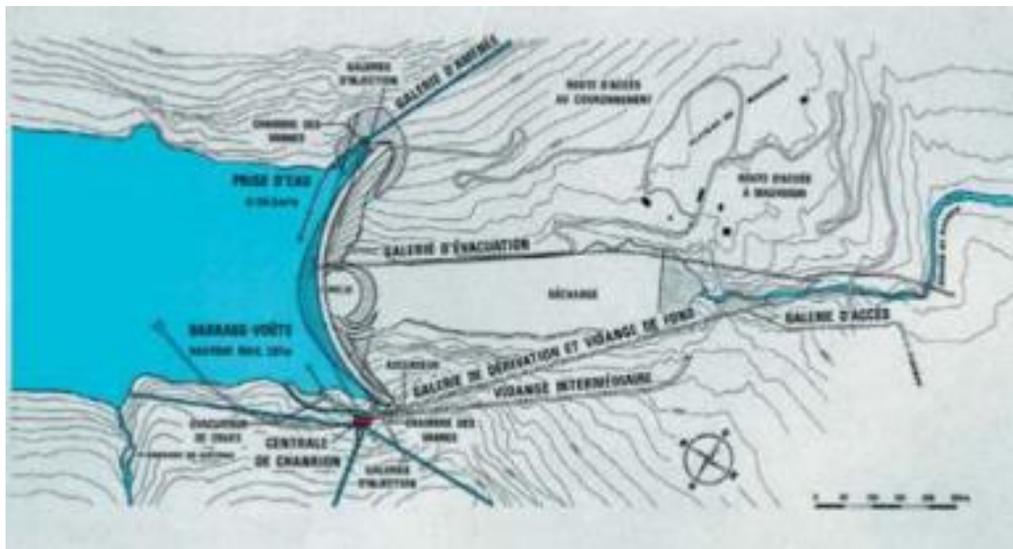
図 2-69 Luzzone ダム嵩上げ中の様子

## 10) Mauvoisin 発電所 (Fionnay 発電所)

### 増強の特徴：ダム嵩上げによる有効貯水容量の増加（発電電力量増加）

本事業は冬季の電力需要を補うことを目的とし、既存 Mauvoisin ダムを嵩上げした事業である。建設工事は 1989 年から 1991 年にかけて実施され、ダム高が 237m から 250m に 6%嵩上げされたことにより、ダムの貯水量は 182 百万 m<sup>3</sup>から 212 百万 m<sup>3</sup>に増加した（17%増）。本工事では発電施設の設備容量は増加していないが、有効貯水容量が増加することにより、Fionnay 発電所での発電電力量が当初の年間発電電力量 231GWh から 55GWh 増加し、286GWh となった。

なお、嵩上げに用いたコンクリート量は 80,000m<sup>3</sup>であり、当初のダム全体の工事に使用されたコンクリート量 2.11 百万 m<sup>3</sup>のわずか 3.8%である。



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-70 Mauvoisin ダムおよび発電所全体レイアウト



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-71 Mauvoisin ダム嵩上げ中（左）と嵩上げ後（右）

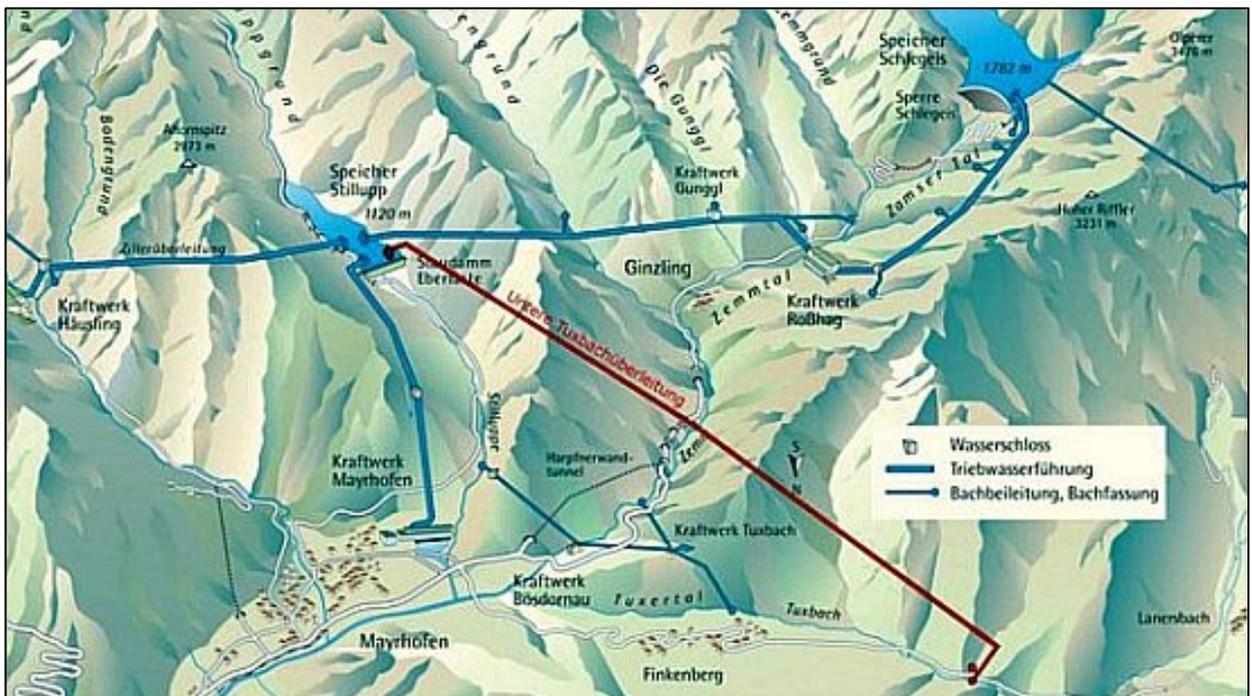
## 11) Tuxbach Crossing Project

### 増強の特徴：既設ダムからの未使用落差の活用（設備容量、発電電力量増加）

本事業は、既設の Mayrhofen 発電所（355MW）に新規の 1.7MW の小水力発電所を増設したものである。当該地点では、Zillertal 発電計画の一つである

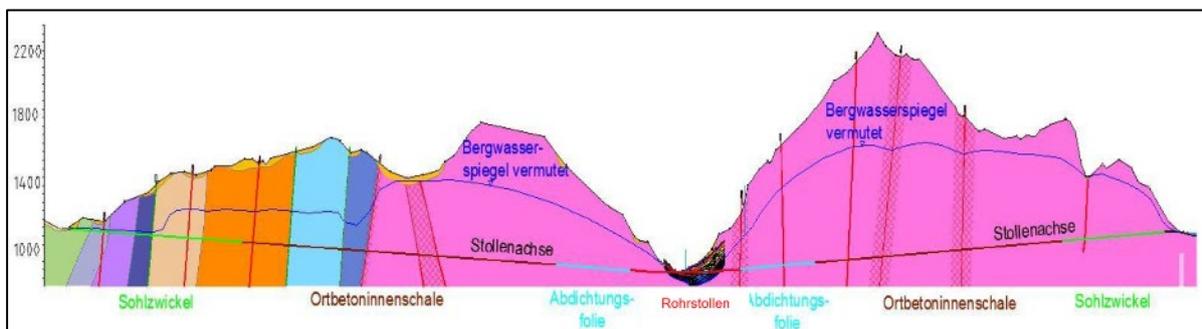
Bosdornau 発電所のライセンスが 2019 年に切れるため、Tuxbach 地点からの取水が計画された。本事業では、Tuxbach 地点付近に取水堰を設け、これらと Stillupp 貯水池を繋ぐ水路トンネルを設けた。また、Stillupp 貯水池地点での落差を活用し、1.7MW の小水力発電所を設けた。

なお、既設の Bosdornau 貯水池は解体され、農業目的に転用された。また、ライセンス切れにより下流の流量が減少したため、周辺で行われていたカヤックへの影響が懸念されたため、Mayrhofen 発電所下流で代替コースを設けた他、既設の堰はウォータースポーツ（カヤック）や魚類・水生生物が通過できるよう改造された。



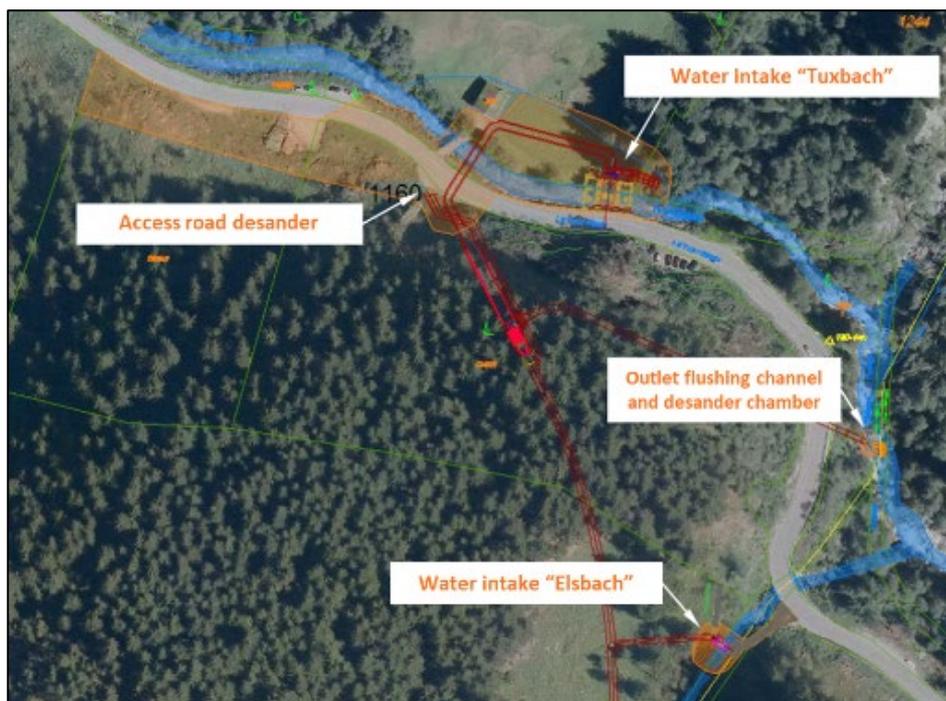
出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-72 Tuxbach Crossing Project の平面計画図



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-73 Tuxbach Crossing Project 計画縦断面図



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-74 Tuxbach Crossing Project Tuxbach 地点取水堰



出典：表 2-21 から表 2-23 参照

図 2-75 Tuxbach Crossing Project Stillupp 地点発電所位置

## 2.4 アジア諸国に関する当社の知見と事例調査

### (1) 当社が関与した水力発電所増設事業

アジア諸国において当社（日本工営株式会社）が関与した水力発電所増設事業を例にとり、その知見を紹介する。

当社は 2010 年代前半からベトナム国、ラオス国などで水力発電所増設のニーズ発掘を手掛け、2010 年代半ばから主として円借款によるインフラ整備事業として水力発電所増設案件を促進し、実施してきた。主なプロジェクトとして、以下の 3 件があげられる。

- 1) ダニム水力増設事業 (ベトナム国)
- 2) ナムグム第一水力拡張事業 (ラオス国)
- 3) タクモ水力増設事業 (ベトナム国)

いずれの事業も既設の貯水池を有する発電所に新たな取水・導水施設、水車発電機を追加で建設・設置し設備容量の増強を図る計画である。ダニム水力増設事業は 2021 年 8 月に実質的な工事が終了している。ナムグム第一水力拡張事業は 2022 年 3 月の完成に向けて工事を継続中である。また、タクモ水力増設事業については、2017 年 7 月に完成し、同年 9 月に商用運転を開始している。3 案件とも国際協力機構（JICA）の調査を通じて案件が形成され、当該国の電力会社を実施機関として事業を実施している。

### (2) その他事例

上記の他、水力増強の好事例として、ネパールのカリガンダキ水力改修事業を取り上げた。これは、流入土砂によって生じていた水車の摩耗、効率の低下、維持管理頻度の増加、予定外の発電所停止、貯水池の容量損失等の問題に対して、土砂補足を考慮した取水堰の再構築、取水口の形状改善や水車ランナーのコーティング等の工事を行い、当初の発電電力量に戻した事例である。なお、この事業は世界銀行の融資により行われた。

### (3) アジア諸国の水力発電所増強事例一覧

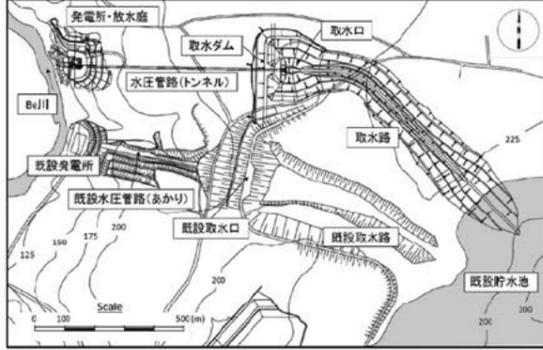
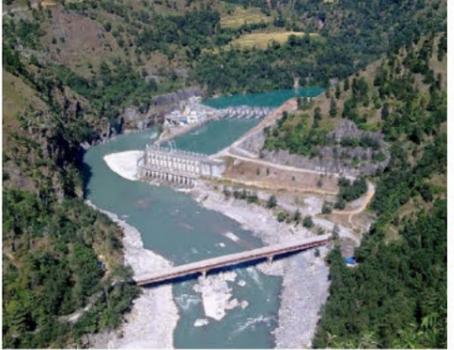
アジア諸国における増強事例として、ダニム水力増設、ナムグム第一水力拡張、タクモ水力増設、カリガンダキ水力改修事業に関する情報を表 2-27 の資料を基に収集した。発電所増強事例の一覧表を表 2-28 に示す。

表 2-27 アジアの好事例の詳細情報収集に用いた資料一覧

No.	発電所	資料名	発行者
1	Da Nhim (ベトナム)	日本工営所持資料	日本工営
2	Nam Ngum 1 (ラオス)	日本工営所持資料	日本工営
3	Thac Mo (ベトナム)	雑誌 電力土木	電力土木技術協会
4	Kali Gandaki (ネパール)	カリガンダキ A 水力発電所建設事業資料 カリガンダキA水力発電所建設現場踏査報告書	JICA
		Nepal-Kali Gandaki Key Project Features	International Hydropower Association

出典：日本工営株式会社

表 2-28 アジアの収集事例一覧

発電所名	Da Nhim (ベトナム)			Nam Ngum 1 (ラオス)			Thac Mo (ベトナム)			Kali Gandaki (ネパール)		
概要・写真												
事業者名	Da Nhim-Ham Thuan Da Mi Hydropower Joint Stock Company			Électricité du Laos (EDL)			ベトナム電力公社 (EVN)			Nepal Electricity Authority		
取水/運用形式	ダム水路式/貯水池式			ダム式/貯水池式			ダム水路式/貯水池式			ダム式/流れ込み式		
再開発の背景・目的	特に電力需給が逼迫している南部地域の電力供給能力向上を図るため			ビエンチャン首都圏のピーク電力需要への対応能力の強化のため			対象地域で毎年 16%の割合で電力需要が増加すると見込まれ、電力需給ギャップの緩和のため			流入土砂による発電電力量低下の対策をし、当初の発電電力量に戻すため		
再開発の概要	未使用流量を活用し導水路を含む発電所増設			堤体穴あけによる発電所の増設			未使用流量を活用し導水路を含む発電所増設			取水口での土砂補足、ランナーコーティング		
初期開発年	1963			1971			1995			2002		
再開発年	2021			2022			2017			2017		
再開発時点経過年	52 年			46 年			19 年			19 年		
有効落差 (m)	799			35.5-37.0 (既設) 35.5-40.0 (再開発後)			90			115 (既設) 113.5 (再開発後)		
	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率	既設	再開発後	増加率
設備容量 (MW)	160	240	50%	155	195	25.8%	150	225	50%	139.2	144	3.4%
発電電力量 (MWh/年)	1,026,000	1,119,000	N/A	1,002,000	1,176,000	17.3%	610,000	741,000	21%	780,000	854,000	9.5%
最大使用水量 (m³/s)	26.5	39.35	48.5%	462.1	573.3	24.0%	186	279	50%	141	141	-
事業費 (億円)	63			54			60			39		
増設費 (千円/kW)	79			135			80			820		
増強方法の類型化												
A. 高効率水車発電機への更新												
流量増加	B1. ダム発電容量の増加 貯水容量の有効											
	B2. 未使用流量の有効活用	○	トンネル,鉄管,水車発電機追加	○	ダム本体への穴開けによる増設	○	導水路、水圧鉄管の追加敷設による増設					
	B3. 水路損失/環境の改善								○	導水施設の改良、堆砂対策等の実施		
	B4. 運用ルール等の改善											
C. 利用可能水位の高水位化												
D. 運転可能時間の長時間化												
F. 取り組み・支援策	○	JICA 円借款		○	JICA 円借款		○	JICA 円借款		○	World Bank 資金	

出典：表 2-27 を基に日本工営株式会社作成

備考) 増設費 = (再開発後の設備容量 - 既設設備容量) / 事業費

## 1) ダニム水力増設事業

### 増強の特徴：取水導水路を含む発電所一式の増設（設備容量、発電電力量増加）

ベトナム国は1990年代以降順調に経済成長を続けていたが、特に同国南部地域では、例年計画停電が実施される等、電力供給が逼迫し同地域の経済・社会活動に影響を与えていた。政府が策定している「第7次国家電力マスタープラン」（2011～2020年）では2020年までに総計23,735MWの新規電源開発が必要とされていたが、資金不足及び工期遅延等により新規の開発が遅れている状況であった。

このような背景の下、比較的短期間にピーク用電源を確保できる既設水力発電所の増設の緊急性が認識され、既設ダニム水力発電所（160MW）において、設備容量80MWの水力発電を増設（合計240MW）する計画が立案された。

- 事業は設備容量160MW（横軸ペルトン水車40MW x 4台）、総落差約800mの既存発電設備（1964年完成）に、80MWの増設を行うものである。
- 工事内容は追加の取水口と5kmの導水トンネルの建設、2.3kmの水圧鉄管1条の据付、80MW縦軸ペルトン水車・発電機1台の据付と発電所の建増しである。

事業は2016年5月に着工し、2021年8月に完成した。



出典：日本工管作成、Hydro Asia 2018 で発表した資料より

図 2-76 既設設備（黒）と新設の施設（赤）のレイアウト



出典：施工監理コンサルタント（日本工営）による撮影

図 2-77 既設水圧鉄管 2 条（左）と新設の水圧鉄管 1 条（右）



出典：施工監理コンサルタント（日本工営）による撮影

図 2-78 新設の導水路トンネル掘削用のトンネルボーリングマシン（TBM）

## 2) ナムグム第一水力拡張事業

### 増強の特徴：水圧鉄管を含む発電所一式の増設（設備容量、発電電力量増加）

ラオス国のナムグム第一水力拡張事業は、急増する国内電力需要を賄うべく、首都ビエンチャンの北方約60kmの地点に位置する既設水力発電所（155MW）に新たに40MWを増設する計画である。日本政府の円借款事業として2017年6月に着工した。土木工事が2021年12月で完成し、2022年3月の完成を目指して、水車発電機の据付作業等が継続中である。



出典：施工監理コンサルタント（日本工営）による撮影

図 2-79 ナムグムダム全景と増設計画



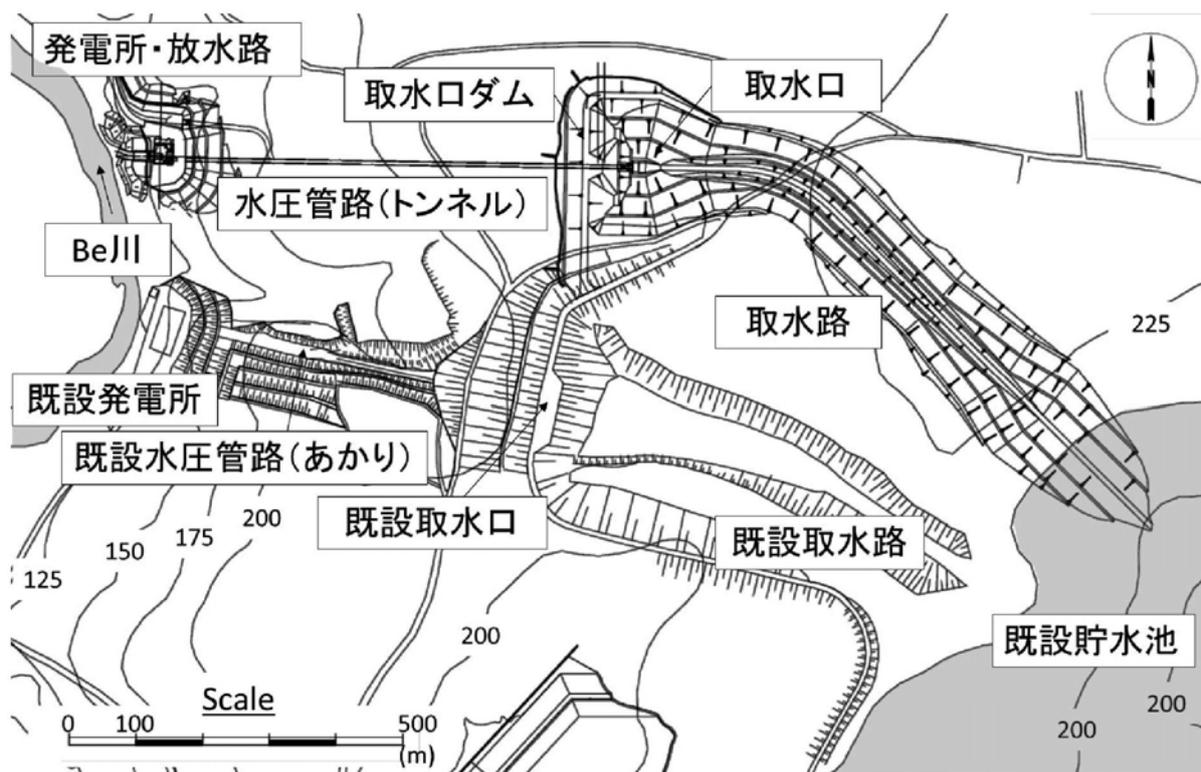
出典：施工監理コンサルタント（日本工営）による撮影

図 2-80 増設部分の掘削の様子（左）と完成した増設部分の発電所建屋（右）

### 3) タクモ水力増設事業

#### 増強の特徴：水圧鉄管を含む発電所一式の増設（設備容量、発電電力量増加）

ベトナム国タクモ水力増設事業は、既設の設備容量 150MW(75MW×2 機)に 75MW×1 機の増設を行った事業である。プロジェクトサイトはホーチミン市より北北東に約 170km のビンフック省に位置する。既設の貯水池（有効貯水量 1,250 百万m<sup>3</sup>）を利用し、新たに取水路、取水口、水圧鉄管路、発電所、放水庭を設けるダム水路式の発電計画である。



出典：雑誌「電力土木」の記事より

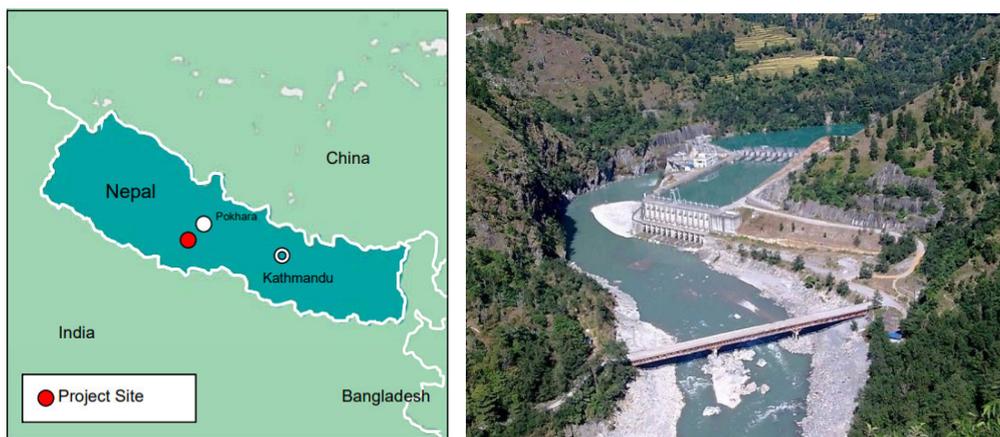
図 2-81 タクモ水力増設事業のレイアウト

増設事業は 2014 年 7 月に着工し、2017 年 7 月に完成、2017 年 9 月より商用運転を開始している。

#### 4) Kali Gandaki 水力改修事業

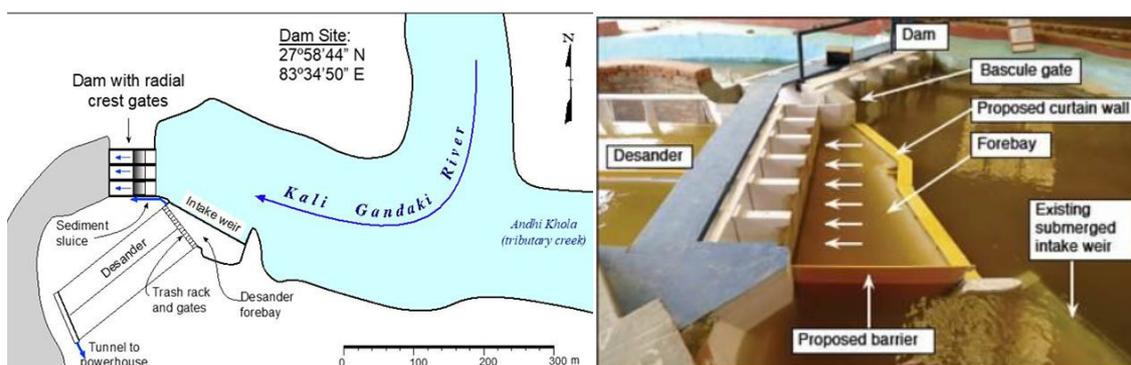
##### 増強の特徴：堆砂対策による発電機能の回復（設備容量、発電電力量増加）

Kali Gandaki A 発電所は ADB 資金および JICA 資金により 2002 年に 453 百万ドルをかけて建設された 144MW の流れ込み式の発電所である。計画当初から土砂の流入を懸念し、2つの沈砂池の設置等を行うなど対策を行っていたが、流入土砂による水車の摩耗、効率の低下、維持管理頻度の増加（3年毎のオーバーホール等）、予定外の発電所停止、貯水池の容量損失等の問題に直面していた。そのため、世界銀行資金により、土砂補足を考慮した取水堰の再構築、取水口の形状改善や水車ランナーのコーティング等の工事を行い、当初の発電電力量に戻した。



出典：JICA カリガンダキ A 水力発電所建設事業資料（左）、International Hydropower Association ウェブサイト(右)

図 2-82 Kali Gandaki A 発電所位置図（左）および取水ダム（右）



出典：International Hydropower Association ウェブサイト(右)

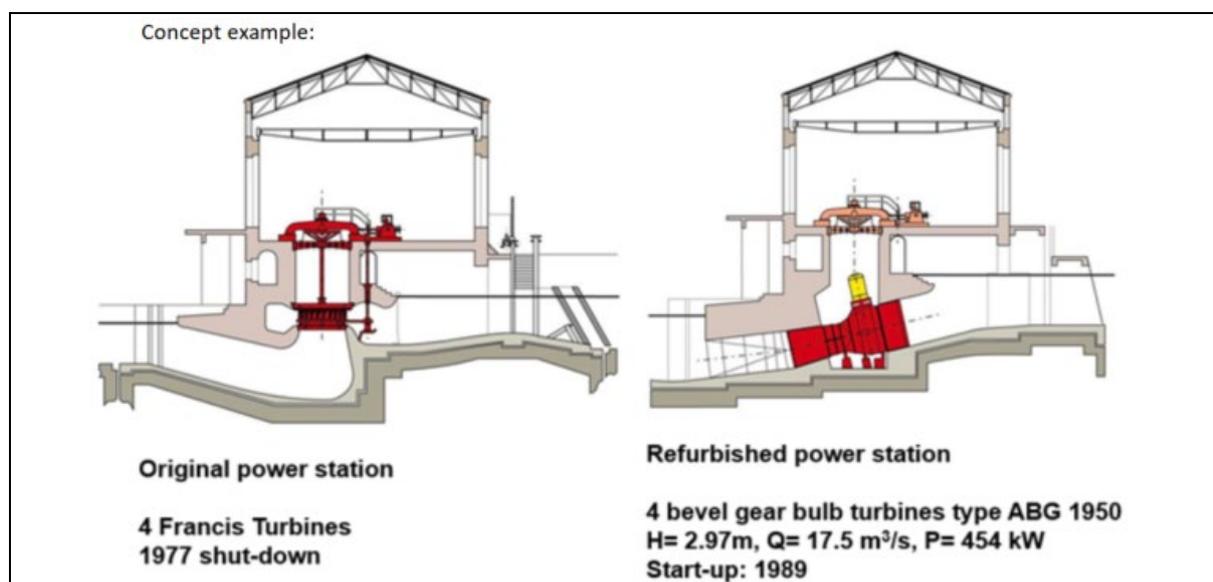
図 2-83 Kali Gandaki A ダムレイアウト図（左）および水理模型実験時写真（右）

## 2.5 メーカーへの聞き取り調査による事例調査

水力機器・発電機メーカーでは過去に設置された水力機器において、健全度診断や水力機器の更新・増設などに携わっていることから、メーカーへの聞き取り調査を実施した。聞き取りは海外での実績が豊富な下記の二社に対して実施した。

- ・ 東芝エネルギーシステムズ株式会社（日本）
- ・ Andritz Hydro 社（オーストリア）

Andritz Hydro 社は水力機器メーカーとしての水力機器の健全度診断や、既設水力機器から最新の水力機器に更新(Modernization)することで発電所施設の延命及び資産価値向上(増強等)を提案している。同社の実績も含め、水力機器の効率向上に関し、例えば水車の場合では 1950 年代に設置されたペルトン水車は最新機器だと+4%水車効率の向上が見込める他、発電機では固定子巻線の交換で 5~10%の効率向上や固定子巻線及び固定子鉄心の交換で 10~25%程度の機械効率の向上が見込めるとのことであった。また、水車の交換として、古い低落差(25m~35m)フランシス水車をカプラン水車に変えることで発電効率を向上させることが可能と考えており、Andritz Hydro 社から水車の交換の提案を行っているとの情報共有があった。



出典: ANDRITZ HYDRO GmbH, Austria & PT.ANDRITZ HYDRO, Indonesia

図 2-84 水車タイプ交換のコンセプト例（Andritz Hydro 社）

なお、メーカーより提供及び紹介された事例を以下に示す。これらの事例については、メーカーの協力により水車発電機の交換に関する情報を集められてはいるが、事業の概要や公的支援策の有無等について文献調査では収集できていない。また、本調査の対象国以外も含んでいることから、参考事例として取り扱うこととする。

表 2-29 参考事例一覧

<p>発電所名: Ludington Pumped Storage (U.S.A.)</p> <p>事業者: Customer: Consumers Energy (51%)、Detroit Edison (49%)</p> <p>国名: U.S.A.</p> <p>設備容量: 2,172MW (752GWh, 2016 年実績)</p> <p>発電機: 6 基 (Vertical Francis)</p> <p>製造元: -</p> <p>初期諸元: 312 x 6 MW</p> <p>改修後諸元: 362 x 6 MW</p> <p>運転開始: 1973</p>	 <p>出典: <a href="https://www.newkirk-electric.com">https://www.newkirk-electric.com</a></p>
<p>&lt;事業による効果&gt;</p> <p>施設の延命(40 年間)及び発電所の効率化を目的として、2011 年に総工費\$800 million をかけて更新することを発表した。2020 年月時点で 6 基中 5 基の交換が完了した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 設備容量増強 1,872MW から 2,172MW (16%増)</li> <li>・ 水力機器効率 5%向上</li> </ul>	

出典: 東芝エネルギーシステムズ株式会社、一部、web 調査により情報を追加した

<p>発電所名: ROUNA II Hydropower(Papua New Guinea)</p> <p>事業者: PNG Power Limited</p> <p>国: Papua New Guinea</p> <p>設備容量: 31.6 MW</p> <p>発電機数: 4 基 (Horizontal Francis)</p> <p>製造元: Andritz</p> <p>初期諸元: -</p> <p>改修後諸元: 4 x 7.9 MW</p> <p>運転開始: 1960 年代後半</p>	 <p>出典: <a href="https://www.entura.com.au/projects/5028/">https://www.entura.com.au/projects/5028/</a></p>
<p>&lt;事業による効果&gt;</p> <p>同水力発電所を 20~30 年程度延命させるため、2009 年に改修が実施された。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 施設の安全性・信頼性向上</li> <li>・ キャピタルコストの縮小</li> <li>・ 設備容量の増強(30%)</li> </ul>	

出典: ANDRITZ HYDRO GmbH, Austria & PT.ANDRITZ HYDRO, Indonesia、一部、web 調査により情報を追加した

<p>発電所名: EDEA I (Cameroon)</p> <p>事業者: AES Sonel SA</p> <p>国: Cameroon</p> <p>設備容量: 48 MW</p> <p>発電機数: 3 基 (Propeller)</p> <p>製造元: SFAC(1,2 号機), ACMV (3 号機)</p> <p>初期諸元: 11.4MW(1,2 号機), 12.5MW(3 号機)</p> <p>改修後諸元: 3 x 16 MW</p> <p>運転開始: 1953 年~</p>	
<p>&lt;事業による効果&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 施設の安全性・信頼性向上</li> <li>・ 設備容量増強 35.3MW から 48MW へ増強(1,2 号機 44%増, 3 号機 33%増)</li> </ul>	

出典: ANDRITZ HYDRO GmbH, Austria & PT.ANDRITZ HYDRO, Indonesia、一部、web 調査により情報を追加した

発電所名: LOCHABER (Scotland)

事業者: Rio Tinto Alcan UK Ltd.

国: Scotland.

設備容量: 75MW (460GWh)

発電機数: 5 基 (Horizontal Francis)

製造元: English Electric

初期諸元: 5 x 12 MW

改修後諸元: 5 x 17.3 MW

運転開始: 1929



<事業による効果>

- ・ 発電所プラントの延命及び信頼性の向上
- ・ 設備容量増強 35.3MW から 48MW への増強

出典: ANDRITZ HYDRO GmbH, Austria & PT.ANDRITZ HYDRO, Indonesia、一部、web 調査により情報を追加した

## 2.6 AI等を用いた運用ルール改善による設備容量増の事例

既設の水力発電所においてAI等を用いて運用ルールを改善することにより、設備容量増を実現している事例についてインターネット上で検索を試みた。海外では、大規模な発電所においてAIを適用した具体的な事例とその詳細は見つけることができず、主に研究論文の事例が中心であった。海外の研究論文の事例としては、以下の2種類の事例があげられる。

- 複数の貯水池群の最適運用による水力発電電力量の最適化についての研究<sup>(※1)</sup>  
インドの5つの貯水池からなる水系に試験的に適用し、下流の灌漑、発電、漁業の便益を最大化することを目的とした研究である。
- 単一のダムを対象として深層強化学習を用いてダム操作の効率化を図る研究<sup>(※2)</sup>  
インドのバンサガール(Bansagar)ダム(マディヤプラデシュ州)を題材にした研究

※1 : Aggregation-Decomposition-Based Multi-Agent Reinforcement Learning for Multi-Reservoir Operations Optimization - Milad Hooshyar, S. Jamshid Mousavi, Masoud Mahootchi and Kumaraswamy Ponnambalam)

※2 : Efficient Reservoir Management through Deep Reinforcement Learning - Xinrun Wang, Tarun Nair, Haoyang Li, Yuh Sheng Reuben Wong, Nachiket Kelkar, Srinivas Vaidyanathan, Rajat Nayak, Bo An, Jagdish Krishnaswamy, Milind Tambe)

一方で、オーストリアのHydrogrid社ではAIを活用した水力発電所向けのソフトウェアを開発し、SaaS(Software as Service)形式で提供している。本調査では、Hydro Grid ウェブサイト(<https://hydrogrid.eu>)等により情報収集を行った。このサービスは流入量等の気象条件の変化や、市場価格の変化にリアルタイムで発電操作を適応させるものである。日々変化する売電価格の高い時期に発電量を増やすことにより、発電事業者にとって経済的に有利になるよう運用を改善することができる。また、当初は10MW未満の小規模発電所向けに作られていたが、現在は最大約300MWの発電所にも提供している。

また、AIは運用だけでなく、故障の早期発見等、オーバーホールの優先順位付け等についても適用されている。Voith Hydro社の事例によれば、このようなAIの適用は、ライフサイクルコストの縮減、安定的な電力供給などに寄与している。

なお、国内の事例としては、2017年～2020年にかけて北陸電力、東京電力ホールディングスなどが単一のダムや所定の水系の発電所群を対象にAIを用いた運用最適化の実証実験を行っている。

## 2.7 調査結果の整理・まとめ

米国、カナダ、欧州およびアジア諸国それぞれについて、調査結果を整理する。

### 2.7.1 米国

#### (1) 全体傾向

米国では、USBR の所有する発電所の増強の有無や、ARRA の公的支援により発電所を増強した事例を収集した。米国では、主に設置から数十年以上経過し老朽化していた発電所に対して、主に水車発電機の更新により増強した事例が中心に収集された。建設後 80 年以上経過した老朽化水車を更新した Fond Du Lac 水力発電所の事例では、約 1 割の発電電力量の増加が見られる等、老朽化した水車発電機に対して最新の水車発電機を導入することにより一定の電力量の増加が期待できると考えられる。

#### (2) 最適化等事例

上記の機器更新だけでなく、建設当初からの変化に則した増設を行うことで効率的に増強した事例が収集された。冬期の未使用流量を活用し発電所を増設した Abiquiu 発電所の事例では、設備容量、発電電力量共に約 2 割の増加がみられた。また、Boulder Canyon 発電所では建設当初より最大出力を下げ、現状の流況に合わせて設備利用率を上げたことで発電電力量が 3 割以上増加した事例があった。このように、建設から長年経過して変化した設備利用状況や生じていた課題に対して、現況や需要に則した規模へ発電所を更新することで、より効果的に発電電力量を増強することができる。

#### (3) 公的支援策

米国では、再生可能エネルギーの推進策として、発電事業者に対する税額控除、目標設定（電力事業者への義務付け）、市場形成（再生可能エネルギー証書）といった方策が行われている。また、2009 年の ARRA により公的支援がなされた事業では、事業費の約 15%~20%、Abiquiu に限っては約 50%もの補助金が導入されている。2009 年の ARRA の目的として経済政策としての側面が強く、財政面における大規模な政府介入により事業性を確保することができ、更新できたと考えられる。

#### (4) 環境・地域貢献

2009 年の ARRA により公的支援がなされた事業では、経済政策としての側面から、雇用創出が要件と挙げられている他、環境の向上についても要件となっていた。非連邦政府所有の発電所においても、環境対策、雇用創出等を通じて地域貢献を行うことができた事例であるといえる。

実際に各プロジェクトでは、地元の雇用促進や地元材料の使用等が行われており、地域へ貢献したことが紹介されている。また、本業務で取り上げた North Folk

Skokomish 発電所の事例では、環境問題に対する軌轢回避のために、魚道設置の環境対策と発電所増設を併せて行った事例である。このように、発電所の増強という再生可能エネルギーの増強と、魚道設置等の環境配慮を実施する事業は、地域への貢献度が高い事業であるといえる。

## 2.7.2 カナダ

### (1) 全体傾向

カナダでは、ブリティッシュコロンビア州、オンタリオ州の増強事例を合計 8 件収集した。カナダでは他の国の事例と違い、初期開発時点で既に規模が大きな発電所に対しても再開発が行われており、規模の大きな再開発例が収集できた。事例の分類としては特に未利用流量の有効活用事例が多かった。この増強形式の増加率は設備容量で 68%~97%、電力量で 24%~51%と比較的大きな増加率を示している。

### (2) 流況や需要に応じた増強

カナダでの未利用流量の活用事例では、上流のダム群からの放流量にあわせ発電所の増強を行った事例や、当初から増設を計画していた発電所を需要に応じて増強した事例等が多く見られた。カナダの豊富な水資源を活用し、現状に則する形で増強を行っていることが見てとれる。

### (3) 公的支援策

カナダでは、州によって事業者が異なる。ブリティッシュコロンビアやオンタリオ州では、BC Hydro や Ontario Power Generation(OPG)により所持される発電所が多いが、民間事業者等も関与している。例えば、John Hart 発電所は PPP 事業として実施され、建設費用の約 60%を BC Hydro が調達する等、官民協力し行っている。

### (4) 環境・地域貢献

カナダの事例では、地元住民雇用の面での地域貢献がみられた。Waneta 発電所では労働者の 73%が地元から雇用されており、また Lower Mattagami ダム群では、Moose Cree 先住民の雇用や、キャリア研修を行う等、地域共生に貢献した事例があった。

## 2.7.3 欧州 2 カ国

### (1) 全体傾向

欧州 2 カ国では、再開発工事が完了した発電所で 12 事例、建設中もしくは計画段階の事例で 8 事例を収集した。スイス・オーストリアで収集できた再開発事例の中では、流れ込み式の発電所が多く、小規模のものが多かった。増強の種類としては、老朽化した水車発電機の更新による増強、未利用流量の活用、未利用落差の活用や、ダム発電容量の増加といった方法が多くあり、幅広く事例を収集できた。

## (2) 事例の特徴

欧州 2 カ国では、カナダ同様未利用流量の活用事例が最も多く見られたが、規模は小さいものが多かった。これはカナダに比べ河川流量が大きいことが理由として挙げられる。その他、元々本川ではなく、分流させた先に低落差の発電所を設けており、再開発では分派堰地点での維持流量を活用し、小水力発電所を設けた事例が多く収集できたが、この様なケースは規模が小さいものが多い。

欧州では様々なケースがあり、いずれも好事例として捉えることができるが、特筆的な事例として、Rheinfelden 発電所の例が挙げられる。発電開始後 100 年以上経過した発電所を一新し、発電所の位置や対象流量、落差等も全て見直すことで、ほぼ同じ位置で大幅な設備容量、発電電力量の増強を行うことができた事例である。このような古い発電所については、現在の条件に最適化することで大きな増強効果が見られると考えられる。

その他、ダムの嵩上げを行った Luzzon、Mauvoisin が挙げられる。これらは最大使用水量、設備容量は変化していないが、有効貯水容量の増加のみで約 2% から 23% の発電電力量が増加した。

## (3) 公的支援策

欧州では、民間事業者に対する補助金制度として、投資補助金と市場補助金が定められている。投資補助金は発電所の規模や対象、増加率等により細かく金額が定められていることが特徴である。また、市場補助金により発電事業者にインセンティブを与え、水力発電所の新設・増強を促進していることがみてとれた。

## (4) 環境・地域貢献

欧州では、発電所の増強にあわせて魚道を設置する等、環境対策を行う事例が多く見られた。再開発が必要となった収集事例は初期開発年が古く、環境対策が十分に行われておらず、再開発のタイミングで合わせて実施したものと推察される。このような環境対策とセットで行うことで、再生可能エネルギー増強による温室効果ガス抑制への貢献と、自然環境保護の両面に貢献することができる。

### 2.7.4 アジア

アジア諸国においては、過去に日本の戦後賠償、円借款などで建設された既存の発電所に対して、当該国の経済の発展に伴う電力需要の伸びに対応するために増設計画が立案されていた。計画立案に際しては、JICA 調査などによりその妥当性を確認後、当該国の電力政策を管轄する省庁や電力会社／公社などとの協議を通じて円借款供与という形で事業が実施されている。

アジアにおける事例は土木工事、水圧鉄管工事、発電所増設工事を含んでいること、既設の発電所を運転、保護しながら、工事の安全面に留意しつつ事業を進めているところに特徴がある。

## 2.7.5 その他

上記の調査の他、メーカーへのヒアリングにより水車の高効率化の事例が収集できた。他国の事例からも、水車発電機更新は海外各国の水力発電所の増強事例としては一般的であり、最も基本的な増強策であるといえる。しかし水車の更新は発電の増強としてではなく改修の一環として捉えることができるため、文献調査では出てこないものも多くあると考えられる。

また、AIを活用した発電増強事例についても調査を行ったが、大規模な発電所に実務レベルで適用した事例の詳細は収集することができなかった。このような取り組みは国内外ともにまだ研究開発段階であり、今後実務レベルで適用が進んでいくものと考えられる。

## 2.7.6 全体のまとめ

本章では、米国・カナダの他、欧州からスイス、オーストリアの水力発電所増強事例を収集するとともに、アジアの事例や、メーカーからの提供による水車発電機の更新事例等を調査した。

全体的な分類の傾向として、水車発電機の更新による増強事例が多くある他、導水路増設や取水堰からの維持流量を活用する等の未利用流量の活用事例や、ダム嵩上げによる発電容量の増加、利用可能水位の高水位化等が多くみられた。

また、各国での再生可能エネルギー増強の方針の元、用意している補助金制度や、それを用いた民間事業者の所有する水力発電所の増強事例を収集できた。米国での税額控除、目標設定、市場形成といった方策や、カナダの官民連携、ヨーロッパのきめ細やかな補助金制度等、各国それぞれにおいて公的支援が行われている。

その他、地域貢献の側面についても各国の事例で触れた。米国のARRAでは経済政策という側面から地域雇用が推し進められていた他、カナダの事例でも先住民の雇用を行うなど、地域に貢献した事例が集められた。

また、環境への貢献という面では、各国において再開発と合わせて魚道を設置するなどの環境対策をセットで行った事例が見られた。再開発を行う発電所は建設年が古いものが多く、魚道が設置されていないものが多くあると考えられ、水力発電所の再開発は、このような環境対策を行う良いきっかけになったと考えられる。

水力発電所の増強は、電源の増強としての価値があるだけでなく、再生可能エネルギーとして温室効果ガス抑制への貢献が期待される。しかし水力発電所は河川内に設置する利水施設でもあることから、その河川環境や流域の水利用等にも配慮する必要がある。そのため、電源開発としての観点のみではなく再開発として総合的な観点で取り組んでいく必要がある。今回収集した事例では、電力の増強の他、上記に挙げたような環境対策、地域貢献を行う等、総合的に取り組んだ事例も多く含まれており、日本における水力発電所の増強に際して参考になると考えられる。

## **第3章**

# **大規模な水力発電の 設備容量・発電電力量を増やすための 具体的な手法調査**

### 3. 大規模な水力発電の設備容量・発電電力量を増やすための具体的な手法調査

太陽光や風力といった変動再生可能エネルギーがますます増大していくことを考えると、水力発電は安定した信頼性の高い再生可能エネルギーであり、かつ、系統の需給調整という観点で、非常に高い調整能力を持つ。すなわち、カーボンニュートラルに向けた水力発電の果たす役割は極めて大きい。本章では前 2 章で調査した諸外国における水力発電の増強事例に加え、国内の水力発電増強事例の具体的な手法調査を実施し、国内における水力発電所の設備容量・発電電力量増強への参考とする。

国内外の調査結果をデータベースとして整理し、増強手法（要素技術）を分類整理し、国内水力の再開発に向けた課題を整理する。また、国内発電所に応用可能でかつ増強効果が期待できる手法の代表例を集約整理して「要素技術シート」として類型化し、5 章にて後述する国内ポテンシャルの試算に活用する。

#### 3.1 目的

上記のとおり、水力発電の最大限の活用が求められている一方、国内の大規模水力発電所は高経年化（老朽化）が進行している施設も多く、現在の新しい技術を活用して設備を更新することで、より効率的な発電の継続のみならず、出力や発電電力量を増強できる可能性がある。

よって、国内の既設大規模水力発電所の戦略的な再開発に資する目的で、国内外の水力発電所の再開発事例の整理と増強手法の類型化を行い、国内の既設大規模水力発電所に適用可能な増強手法を整理する。

#### 3.2 水力発電所の増出力・増発電電力量手法

類型化を前提とする手法整理にあたり、水力発電所の出力（P）および発電電力量（E）の増強に伴う基本的な考え方を図 3-1 に示す。



図 3-1 増出力・増発電電力量手法の基本的な考え方

上図より、増出力においては、出力 (P) を増加させるために水車効率 ( $\eta_t$ )、発電機効率 ( $\eta_g$ )、流量 (Q)、有効落差 (H) のいずれかを増加させる必要がある。また、発電電力量 (E) を増加させるためには出力 (P) または設備利用率 ( $P_f$ ) を向上させる必要がある。基本的な増出力・増発電電力量手法の分類は以下のとおりである。下図に各手法のイメージを示す。

国内の水力発電所の再開発においては、河川利用率を高めて増発電電力量を図るものが多いが、結果的には増出力にもなっている。よって、増出力 $\approx$ 増発電電力量となるため、以下の A、B、C は増出力 (kW 増) のみに限定するものではない。

**増出力 (kW 増) 手法**

**増発電電力量 (kWh 増) 手法**

- A: 高効率化 ( $\eta_t/\eta_g$  向上)
- B: 流量 (Q) 増加
- C: 有効落差 (H) 増加

- D: 設備利用率 ( $P_f$ ) 増加

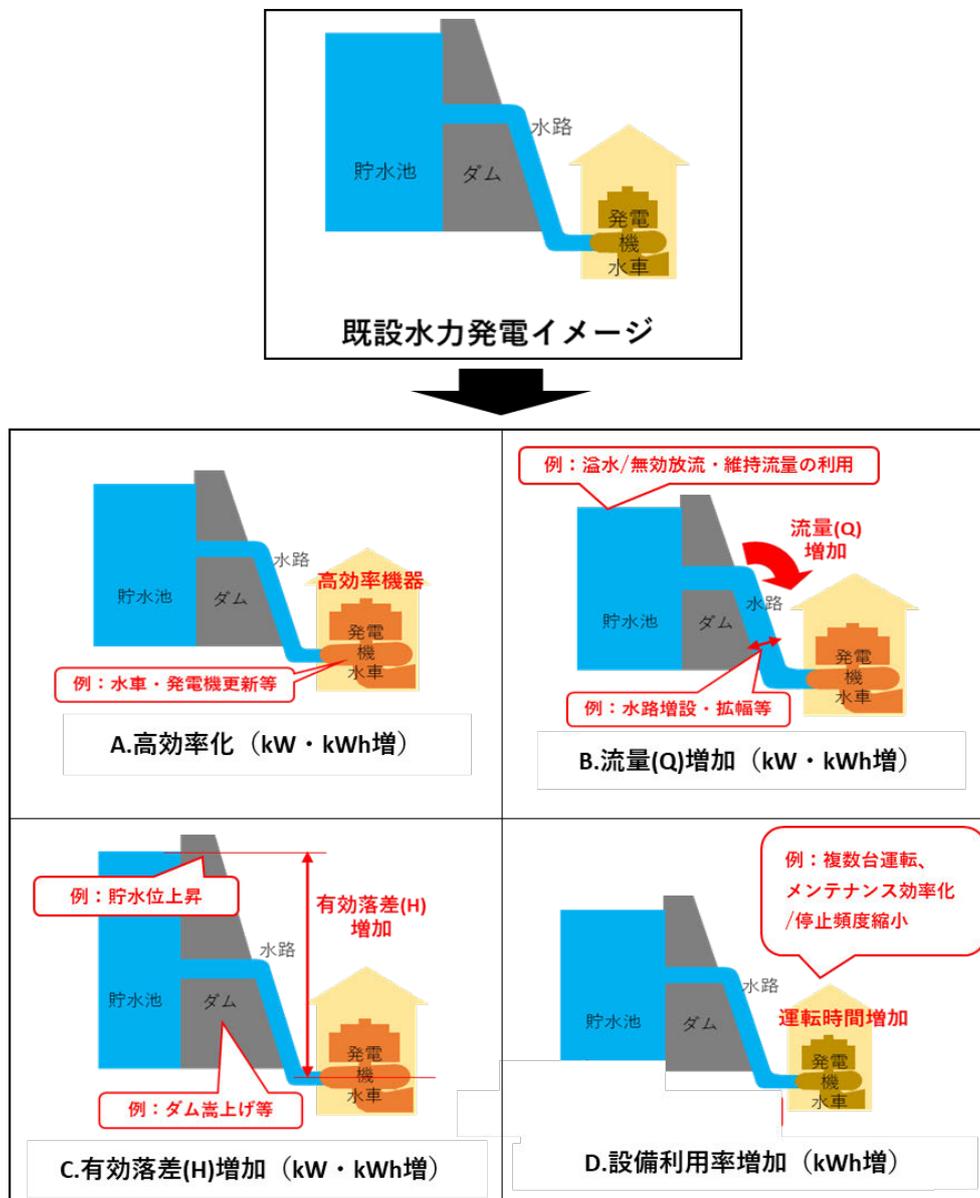


図 3-2 増出力・増発電電力量のイメージ

### 3.3 国内の具体的事例の調査

国内の水力発電所の再開発事例を調査・整理し、結果を一覧でデータベース化(3.4節)した。また、増出力・増発電電力量の手法を分類整理し、国内の水力発電所に応用可能でかつ増強効果が期待できる手法の代表例を集約整理し「要素技術シート」として類型化(3.5節)した。

#### 3.3.1 調査の方針

##### (1) 文献調査概要

以下の文献にある水力発電所の再開発事例ならびにインターネット調査から得られた基本情報を基に、各電力会社のプレスリリース等の詳細情報を二次的に収集し、国内の増強事例を整理した。

表 3-1 参考文献一覧

- 一般社団法人 電力土木技術協会 (会誌検索システム)  
Electric Power Civil Engineering Association  
<http://www.jepoc.or.jp/psearch/index.php>
- IEA Hydro Technical Report  
Renewal & Upgrading of Hydropower Plants Volume 2: Case Histories Report  
(March 2016, International Energy Agency (IEA))
- 水力発電所土木設備の再開発・更新事例に関する調査報告書  
(2018年7月 土木学会 新技術・エネルギー小委員会 既設水力発電所土木設備の再開発・更新事例に関する調査・研究分科会)
- 水力発電土木施設のリニューアル技術【増補改訂版】  
(2015年9月 一般社団法人日本建設業連合会 電力工事委員会)

##### (2) 調査項目・調査結果様式

再開発事例の基本調査項目を表 3-2 に示す。また、表 3-3 に示す「事例調査シート」を作成し、事例毎にデータを入力・整理した。

将来的な国内発電所への増強手法の適用、データベースとしての一覧整理、更に類型化、ポテンシャル試算への活用等を考慮した様式とした。

表 3-2 国内の基本調査項目

項目	内容
1. 基本情報	案件番号、発電所名、地点、事業者・事業主体、プロジェクト名、事業期間、再開発の目的、事業費用 等
2. 増強評価指標（増出力率・増電力量率）	再開発前／後の出力（kW）／発電電力量（kWh）の比率、最大使用水量の比率、有効落差の比率 等
3. ダム・貯水池データ	名称、流域面積、堤高、堤頂長、堤体積、湛水面積、有効貯水量 等
4. 分類	水車形式、落差区分、取水方式、運用方法、出力規模、経過年数、増強区分 等
5. 採用された要素技術	後述する表 3-4 を参照
6. 再開発の概要	再開発の目的・背景、再開発の概要、再開発の特徴 設備容量増強の方法 等
7. ～12.	公的な支援策、環境保全および地域貢献に関する取り組み、資金調達方法、地元への貢献 等 再開発の特徴、改修履歴、出典その他特記事項、改修履歴、関係図・写真 等

表 3-3 事例調査シート（様式）

No.J\_00

1.基本情報

国	日本
発電所名	
地点	
事業者	
プロジェクト名	
(上記期間)	
再開発の目的	
事業費用(億円)	

2.増出力比または増電力量比

項目	単位	既設	再開発後	増率
発電所出力(増出力比)	(MW)			
単機最大出力	(MW)			
機数	(台)			
発電量(増電力量比)	(MWh/年)			
最大使用水量	(m <sup>3</sup> /s)			
有効落差	(m)			

備考)

3.ダム 貯水池データ

項目	単位	既設	再開発後
ダム 貯水池名			
流域面積	(km <sup>2</sup> )		
堤高	(m)		
堤頂長	(m)		
堤体積	(m <sup>3</sup> )		
湛水面積	(km <sup>2</sup> )		
有効貯水量	(千m <sup>3</sup> )		

備考)

4.分類

水車形式			
落差区分	低落差：35m未満 中落差：35～250m 高落差：250m超		
取水方式	ダム式 ダム水路式 水路式		
運用方式	貯水池式 調整池式 流れ込み式		
出力規模	小規模：1,000～5,000kW未満 中規模：5,000～30,000kW 大規模：30,000kW超		
経過年数(年)		実施年	経過年
(2021年時点)	初期開発 再開発 再開発時点の経過年数		
α：増強効果大	60%以上の増出力または増エネルギー		
β：増強効果中	10%以上60%未満の増出力または増エネルギー		
γ：増強効果小	10%未満の増出力または増エネルギー		

5.採用された要素技術

項目	有無	備考
A)高効率水車 発電機への更新、改修		
B1)ダム発電容量の増加、貯水容量の有効活用		
B2)未利用流量の有効活用		
B3)水路損失の改善、環境の改善		
B4)運用ルール等の改善		
C)利用可能水位の高水位化、未利用落差の活用		
D)設備利用率の改善、運転可能時間の長時間化		
E)系統連系		
F)公的支援、地域貢献、環境対策		

6.再開発の概要

7.公的な支援策、資金調達方法、地元への貢献等

8.再開発の特徴

9.改修履歴

10.出典

11.その他

12.関係図 写真

### 3.3.2 増強手法（要素技術）の整理

増出力および増発電電力量の基本的な考え方を基に、水力発電所の一般的な増出力・増発電電力量手法のパターンを以下のとおり整理した。これらは調査した事例の分類および類型化に適用する。

#### (1) 高効率化（ $\eta_t / \eta_g$ 向上）

高効率化の一般的な手法としては、技術の進歩に伴う高効率ランナ、水車、発電機への更新・改修が考えられる。

#### (2) 流量（Q）増加

流量を増加させる一般的な手法として、未利用流量を活用する以下の手法が考えられる。なお、最大使用水量を増加させてピーク供給力（調整力）を増大させる場合もある。この場合は、未利用流量の活用（無効放流量や未利用の河川流量の導水等による増強）ではなく、貯水容量を活用して発電所の最大使用水量を増加させる。

- 土木施設の改造・増設（ダム嵩上げ、水路拡幅・増設、鉄管増設 等）
- 運用ルールの変更等（無効放流量・維持流量の利用、同一流域内におけるダム・遊水地等の連携・高度利用、運転計画の見直し 等）

また、建設当時の流量回復を目的に、水路損失の改善も考えられる。取水口の改修は堆砂対策にあわせて検討される場合もある。

- 損失の改善（水路内張工、取水口改造・更新、除塵設備改造・更新等）

#### (3) 有効落差（H）増加

有効落差を増加させる手法としては、一般的に以下の手法が考えられる。

- 土木施設の改造・増設（ダム嵩上げ 等）
- 発電所の下流側あるいは地下への移設
- 運用ルールの変更等（既設ダムにおける発電可能水位の見直し・高水位化 等）

また、既設発電所の支水路等で未利用（遊休）落差を有効活用して発電所を設置した事例もある。

- 未利用（遊休）落差の有効活用

#### (4) 設備利用率

変動する流量に追従してポテンシャルを使い切るための水車台数の複数化、両がけ水

車等への更新は、設備利用率の向上に寄与する。また、発電所建設以降の流況変化（上流の水利用の変化、気候変動等）を考慮した設計の合理化による水車の更新・改修も考えられる。

また、設備が停止する原因は、定期的な点検・作業、出水による土砂流入等ゆえ、点検期間の短縮や頻度の低減、土砂流入対策の他、調整池運用の適正化等が考えられる。事例としては少ないが、水車の材質改善等によるメンテナンス停止頻度の低下による運転可能時間の増加も考えられる。

### 3.3.3 増強手法の推進策または必要条件

前項の増強手法（要素技術）を推進するための支援策あるいは持続可能性の観点からの必要条件として、以下は社会的課題の解決策と考えられる。要素技術と併せて分類する。

#### (1) 増強手法（要素技術）の推進策

以下の電力システムの課題解決と行政支援策は、増強手法（要素技術）の推進策であると考えられる。

##### 1) 電力システムの課題対策

系統連系に伴う出力制限の解除、新たな負荷需要の創出等、電力システムの課題は、増強手法（要素技術）の推進策である。

##### 2) 行政支援策

案件への取組み支援策として、補助金、官民連携、規制緩和、行政支援も増強手法（要素技術）を推進する上で必要な推進策である。

#### (2) 持続可能性の観点からの必要条件

案件の実施に伴う地域貢献（学習施設・観光資源、雇用創出等）、環境調和等は、持続可能性の観点からの必要条件であり、要素技術と組み合わせて検討される。

### 3.3.4 増強手法の整理と類型化の方針

#### (1) 増強手法の要素技術分類

水力発電の増強手法を、より具体的な要素技術としてさらに細分化し、下表に示す増強手法の要素技術分類(案)として整理した。併せて、同表中に類型化への方針として、要素技術を以下の9項目(A~F)に集約した。前述の事例調査シート(様式)においても以下の分類を適用している。

A	: 高効率水車・発電機への更新・改修	C	: ☑用可能水位の高水位化、未利用落差の活用
B1	: ダム発電容量の増加、貯水容量の有効活用	D	: 設備利用率の改善、運転可能時間の長時間化
B2	: 未利用流量の有効活用(河川流水の有効活用)	E	: 系統連系
B3	: 水路損失の改善、環境の改善	F	: 公的支援、地域貢献、環境対策
B4	: 運用ルール等の改善		

表 3-4 増強手法の要素技術分類(案)

大区分	増強方法の類型化	要素技術	要素技術の内容	設備容量増	発電電力量増
				(MW 増)	(MWh 増)
高効率化	高効率水車・発電機への更新、改修	A 水車・発電機更新	高効率機器への更新、形式変更・統廃合等	○	○
流量(Q)増加	ダム発電容量の増加 貯水容量の有効活用	B1 ダム堤体嵩上げ・拡幅	ダム・堰堤堤体の嵩上げ・拡幅や、貯水池・調整池の増設・拡幅等による発電容量増(ピーク対応を含む)	○	○
	未利用流量の有効活用 (河川流水の有効活用)	B2 水路増設・拡幅	取水設備、導水路、圧力水路の増設・拡幅・更新・分岐等による無効放流や未利用河川流量の有効活用による流量増(ピーク対応を含む)	○	○
	水路損失の改善、 環境の改善	B3 導水施設の改良、堆砂対策等の実施により、スクリーン、導水路、水圧鉄管の損失と流水の環境を改善する。		△	△
	運用ルール等の改善	B4 溢水・維持流量の有効活用(ハード面の改造・増設を伴わない場合) 同一流域のダム・調整池の連携 高度気象予測による運転計画の見直し・高度利用等 既設ダム発電可能水位の高水位化(ダム嵩上げを伴わない)等		○	○
有効落差(H)増加	利用可能水位の高水位化 未利用落差の活用	C	ダム堤体嵩上げ ダム再開発等に伴う発電可能水位の高水位化による有効落差増 未利用落差の利用 使われていない落差に発電設備を設置することによる発電容量増	○	○
設備利用率	設備利用率の改善 運転可能時間の長時間化	D	変動流量に対する水車・発電機の複数化による最適運転制御 高信頼性機器採用、設備簡素化、ドローン活用等によりメンテナンス期間を短縮し稼働率を向上		○
電力システム	系統連系	E	出力制限の解除 連系電圧ステップアップ	●	●
			送電線増強	●	●
			広域連系による新たな負荷需要の創出	●	●
支援策・地域貢献等	公的支援策等	F	補助金	●	●
			官民連携(PPP、PFI)	●	●
			規制緩和	●	●
	地域貢献		地域連携・地域振興・地域合意形成	●	●
環境調和	環境対策			●	●

凡例) ○: 定量的なポテンシャル増効果を確認できる。

△: 定量的なポテンシャル増効果は確認できないが、効果に寄与している。

●: 増強手法の推進策または必要条件、持続可能性の要件

## (2) 増強効果評価指標の整理

調査した各事例の増強効果を評価する指標として、以下の通り「増出力率」ならびに「増発電電力量率」を算出するものとした。また、ポテンシャル試算等への活用を考慮し、下表に示す3つのカテゴリーに分類するものとした。

- 増出力率 = (改修後の出力[kW] / 改修前の出力[kW] - 1) × 100[%]
- 増発電電力量率 = (改修後の電力量[kWh] / 改修前の電力量[kWh] - 1) × 100[%]

表 3-5 増強効果の分類

増強効果評価指標	増強効果の目安
α : 増強効果 大	60%以上の増出力または増発電電力量
β : 増強効果 中	10%以上 60%未満の増出力または増発電電力量
γ : 増強効果 小	10%未満の増出力または増発電電力量

注) 収集データを概略分析した際、増強効果 10%未満のデータ数が約半分、10%~60%と 60%以上のデータ数がそれぞれ約 1/4 ずつとなったことから 10%と 60%を閾値とした。

## 3.3.5 調査した国内事例

### (1) 調査事例概要

前述の方針に従い、国内の大規模水力発電所の国内再開発事例を調査した結果、87 件の事例を得た（うち、一般水力：79 件、揚水式：8 件）。また、同 87 事例数を再開発年別に図 3-3 に整理した。

第一次オイルショック（1973 年）の後、エネルギーの石油依存度を下げするため、国からの「水力緊急開発」の要請を受けた電力会社が水力発電の開発を推進した背景を受けて、第二次オイルショック（1979 年）以降から現在までの再開発を調査した。なお、現在再開発中の案件については、便宜上 2021 年に実施とした。

発電事業者別の事例数を表 3-6、調査した発電所の一覧を表 3-7~3-10 に示す。なお、本調査では以下の方針を基本として事例を採用した。ただし、本事業の目的である既設の大規模水力発電所の再開発を前提に、参考とすべき様々な事例を広範囲に収集するよう努めたことから、以下方針を厳密に順守したものではなく、あくまで基本的な方針とした。

#### 優先採用した好事例

- ✓ Q および H が増加した好事例
- ✓ 既設ダム流用で Q が増加した事例
- ✓ 既設出力 30MW 以上の事例
- ✓ 未利用落差を利用して比較的大規模な設備容量増を実現した事例

#### 本調査で不採用とした主な事例

- ✓ 検討に必要な諸元の公開が少ない事例
- ✓ 同様事例が既に複数採用済みでありかつ大規模水力再開発への適用可能性が大きい（効果が小さい等）と考えられる事例（数 100kW 以下のマイクロ水力の追加、FIT 等による再開発事例 等）

表 3-6 調査した国内事例数（発電事業者別）

単位：事例数

発電事業者	一般水力	揚水式		発電事業者	一般水力	揚水式	
		混合揚水式	純揚水式			混合揚水式	純揚水式
北海道電力	4			東京発電	2		
東北電力	5			東北自然エネルギー	1		
東京電力RP	7	1	1	日本海発電	1		
北陸電力	4			山形県企業局	1		
中部電力	4			長野県企業局	1		
関西電力	7		3	富山県企業局	1		
中国電力	6			群馬県企業局	1		
四国電力	5	1		神奈川県企業庁			1
九州電力	13			宮崎県企業局	1		
J-POWER	12		1	熊本県企業局	1		
JR東日本	1			計	79	2	6
黒部川電力	1			合計			87

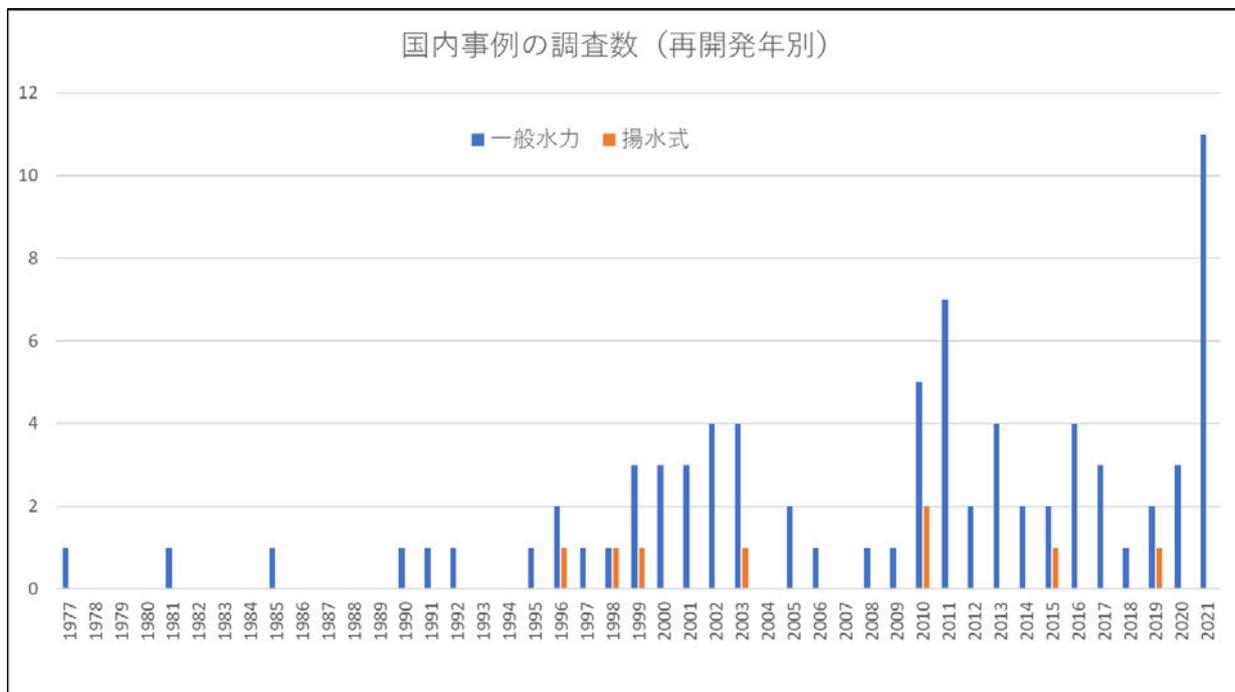


図 3-3 調査した国内事例数（再開発年別）

（現在再開発中の案件については、便宜上 2021 年を再開発年とした）

表 3-7 調査した国内事例一覧（発電事業者別：一般水力 1/3）

事例数	79																																				
	No	発電事業者	発電所名	所在地	西暦		取水ダム・貯水池				発電所の諸元				初期開発		再開発後				増強の手段								備考								
					初期 開発	再開発	名称	流域 面積 (km <sup>2</sup> )	堤高 (m)	取水 方式	運用 方式	最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)		有効落差 (m)		設備 容量 (MW)	発電量 (MWh/年)	設備容量 (MW)		発電量 (MWh/年)		A	B1	B2	B3	B4	C	D		E	F						
												初期	再開発後	初期	再開発後			増分	増率	増分	増率																
J1-1	北海道電力	新岩松発電所	北海道	1942	2016	岩松ダム	605	37	ダ水	調	38	45	20%	42	40	-3%	13	79,874	16	3	27%	90,456	10,582	13%	○	○									水車・発電機の更新・統合 ダムの無効放流の有効活用		
J1-2	北海道電力	新忠別発電所/江卸発電所/ユ コマンベツ発電所	北海道	1945	2014				水路	流	15	41	175%	151	109	-28%	19	107,198	24	6	32%	111,738	4,540	4%	○	○									忠別ダム新設に伴う既設発電所の移設 F:圧油装置省略、景観配慮		
J1-3	北海道電力	新得発電所	北海道	1956	2021	上岩松取水堰	544	14	水路	調	29	32	11%	83	82	-1%	20		23	3	16%	不明			○	○									B2:無効放流の利用 F:コンディショニング等のクマタカへの配慮		
J1-4	北海道電力	豊平峡発電所	北海道	1972	2011	豊平峡ダム	159	103	ダ水	貯	26	26	0%	221	221	0%	50	不明	52	2	4%	不明			○										高効率水車ランナーへの更新		
J1-5	東北電力	宮下発電所	福島県	1946	1977	宮下ダム	2,467	53	ダ	貯	200	320	60%	39	34	-11%	64	396,571	94	30	46%	442,159	45,588	11%		○	○									B2:取水口、導水路増設 B4:水系内使用流量不均衡の解消	
J1-6	東北電力	第二上野尻発電所	福島県	1958	2002	上野尻ダム	5,867	30	ダ	調	430	530	23%	14	16	10%	52	不明	66	14	26%	不明				○	○									(第二上野尻発電量) 44,374MWh/年 B2:取水口、導水路増設 B4:水系内使用流量不均衡の解消	
J1-7	東北電力	鹿瀬発電所	新潟県	1928	2017	鹿瀬ダム	6,264	33	ダ	貯	270	270	0%	22	23	0%	50	不明	54	5	9%	不明			○											水車・発電機更新(形式変更・台数統合) F:魚道の改修	
J1-8	東北電力	荻神・第二荻神発電所	新潟県	1941	2016	荻神ダム	373	23	ダ水	調	30	60	100%	35	35	0%	9	不明	13	5	56%	不明			○	○										A:既設発電所の水車・発電機の更新 B2:ダムの無効放流の有効活用(小水力発電所の増設) F:油水分離槽の設置	
J1-9	東北電力	豊美発電所	新潟県	1929	2013	豊美ダム	6,048	34	ダ	貯	270	270	0%	26	25	0%	56	不明	62	5	10%	不明			○											水車・発電機の更新、台数統合 水車の油レス化	
J1-10	東京電力RP	小野川・秋元・沼ノ倉発電所 (長瀬川系再開発)	福島県	1940	1998	松原湖、小野川湖、秋元湖	495	11	水路	貯	162	217	34%	163	162	29%	130	不明	160	29	22%	不明					○	○								青文字)3湖または3発電所の合計値を示す。 緑文字)秋元湖または秋元発電所の値を示す。 B2:導水路既設流用・拡幅、鉄管一部取替、水車発電機取替 B4:水系内使用流量不均衡の解消	
J1-11	東京電力RP	金川発電所	福島県	1919	2019						65	65	0%	13	13	0%	7	不明	7	1	9%	不明			○											F:ハイブリッドサーボ採用による油流出リスク低減	
J1-12	東京電力RP	中津川第二発電所	新潟県	1922	2002	穴藤ダム	318	55	水路	調	14	27	91%	171	171	0%	21	不明	23	2	9%	不明	7,645													C:未利用落差の活用 F:環境配慮	
J1-13	東京電力RP	熊川第一発電所	群馬県	1922	2015		64		水路	流	2	2	0%	140	140	0%	2	16,900	3	0	8%	19,200	2,300	14%	○											水車・発電機の更新(高効率化) D:水車流水部への土砂摩耗対策による修理周期の延長	
J1-14	東京電力RP	西鬼怒川発電所	栃木県	1928	1999				水路	流	12	12	0%	11	11	-2%	1	6,813	1	0	20%	8,026	1,213	18%	○											水車・発電機の更新、統合 圧油装置省略による油レス化	
J1-15	東京電力RP	駒橋発電所	山梨県	1907	2010				水路	流	25	25	0%	103	103	0%	21	141,800	22	1	5%	144,700	2,900	2%	○											水車・発電機の更新、統合	
J1-16	東京電力RP	湯川発電所	長野県	1928	1997	セバ谷ダム	40	23	水路	調	3	9	161%	222	228	2%	6	47,000	17	11	190%	60,000	13,000	28%	○	○	○									B1:拡幅掘削、法面保護工 B2:河川水利用率向上に向けた堰堤改造等 F:環境配慮	
J1-17	中部電力	大井川発電所	静岡県	1936	2013	大井川ダム	787	34	ダ水	貯	72	72	0%	113	113	0%	68	不明	68	0	0%	不明															大井川ダムは寸又川ダム、横沢川第二ダムと通水連携している。 B3:導水路改修/清水化バイパス設置
J1-18	中部電力	湯山発電所	静岡県	1935	2015	千頭ダム	132	64	ダ	貯	19	19	0%	144	144	0%	24	不明	24	0	0%	不明															排砂路敷の修繕
J1-19	中部電力	姫川第二発電所	長野県	1935	2010	姫川第二堰堤	207	8	水路	流	10	10	0%	165	165	0%	14	不明	14	0	0%	不明			○												ガイドベーンの形状変更(耐土砂摩耗)
J1-20	中部電力	南向発電所	長野県	1929	2000	南向ダム		8	水路	流	38	38	0%	79	79	0%	24	不明	27	3	11%	不明			○		○										水車・発電機の更新 取水口制水門、スクリーンの更新
J1-21	北陸電力	尾谷発電所	石川県	1938	2011	尾谷第一ダム	101	27	水路	貯	12	12	0%	159	159	-1%	18	不明	18	1	3%	不明			○												水車・発電機の更新
J1-22	北陸電力	吉野谷発電所	石川県	1926	2001	吉野谷ダム	174	21	水路	流	13	13	0%	126	126	0%	13	不明	13	1	6%	不明			○		○										B3:排砂路改良
J1-23	北陸電力	神通川第二発電所	富山県	1954	2013	神二ダム	2,060	40	ダ水	貯	160	172	8%	30	30	0%	41	不明	44	3	7%	不明	6,000			○	○										取水量増加
J1-24	北陸電力	久婦須川第二発電所	富山県	1941	2003	久婦須川第二ダム	41	19	水路	流	3	3	0%	137	137	0%	4	不明	4	0	0%	不明															堆砂対策の実施
J1-25	関西電力	読書発電所/大桑野尻発電所	長野県	1923	2011	読書ダム	1,342	32	ダ水	調	121	124	2%	112	同	0%	119	不明	119	0	0%	不明					○										河川維持流量の有効活用 未利用落差の活用 RPS法の対象設備(大桑野尻発電所)
J1-26	関西電力	笠置発電所	岐阜県	1936	2021	笠置ダム	2,301	41	ダ	貯	166	261	57%	30	30	-2%	42	不明	69	28	66%	不明			○												新丸山ダム新設に伴う発電容量増
J1-27	関西電力	丸山発電所 /新丸山発電所	岐阜県	1954	2021	新丸山ダム (再開発後)	2,409	118	ダ水	貯	286			81			201	不明	220	19	10%	不明					○										C:ダム嵩上げに伴う容量増(詳細不明) B1:ダム嵩上げに伴う落差増(詳細不明) F:治水調整能力の向上
J1-28	関西電力	黒部川第二発電所	富山県	1936	2021	小屋平ダム	405	52	ダ水	貯	47	47	0%	177	175	-1%	72	366,000	75	3	4%	390,000	24,000	7%	○												水車・発電機更新(高効率化)
J1-29	関西電力	黒部川第四発電所	富山県	1961	2021	黒部ダム	189	186	ダ水	貯	72	72	0%	546	546	0%	335	不明	342	7	2%	不明			○												高効率ランナーへの更新
J1-30	関西電力	新黒雁第二発電所	富山県	1947	2013				水路	流	6	8	27%	153	153	0%	8	58,613	10	2	25%	67,248	8,635	15%			○										B2:小水力発電所(1.9MW)の増設 F:中小水力発電開発事業に係る補助金の活用
J1-31	関西電力	新高津尾発電所	和歌山県	1918	1999	尾曾谷ダム	457	27	水路	流	14	32	122%	52	51	-2%	6	不明	14	8	138%	不明			○	○											A:水車・発電機の更新、統合 B2:発電使用水量の増大 F:落船迷入防止スクリーンの設置
J1-32	中国電力	奥津第二発電所	岡山県	1916	2002				水路	流	17	14	-22%	116	133	14%	11	不明	15	4	34%	不明			○	○	○										B1:取水堰堤の改造・拡幅 B2:廃止予定発電所との統合による流量見直し C:廃止予定発電所との統合によるH見直し
J1-33	中国電力	打梨発電所	広島県	1939	2003	立岩ダム	130	67	ダ水	貯	24	24	0%	115	115	0%	22	不明	23.6	2	8%	不明			○												高効率な水車発電機への更新

表 3-8 調査した国内事例一覧（発電事業者別：一般水力 2/3）

事例数		79		西暦		取水ダム・貯水池				発電所の諸元				初期開発		再開発後				増強の手段								備考													
No	発電事業者	発電所名	所在地	初期開発	再開発	名称	流域面積 (km <sup>2</sup> )	堤高 (m)	取水方式	運用方式	最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)		有効落差 (m)		設備容量 (MW)	発電量 (MWh/年)	設備容量 (MW)		発電量 (MWh/年)		A	B1	B2	B3	B4	C	D		E	F											
											初期	再開発後	初期	再開発後			増分	増率	増分	増率																					
J1-34	中国電力	新熊見発電所	広島県	1925	1995		2,446		水路	流	47	90	90%	30	30	1%	11	不明	23	12	108%	111,481											○	A：水車発電機の統合 B2：高水位対策・水資源有効活用の見直し（取水堰堤改造等） F：地域貢献、環境配慮							
J1-35	中国電力	新帝釈川・帝釈川発電所	広島県	1924	2006	帝釈川ダム	120	62	ダ水	貯	6	13	130%	95	129	36%	4	22,800	13	9	205%	43,000	20,200	89%									○	B1：最大使用水量の増量、高水位での運用 C：圧力導水路新設による未利用落差の有効活用 F：電源立地地域対策交付金の交付							
J1-36	中国電力	滝山川発電所	広島県	1959	2020	王泊ダム	172	74	ダ水	貯	19	19	0%	315	314	0%	52	165,700	53	1	2%	178,600	12,900	8%											○	水車・発電機の高効率機器への更新					
J1-37	中国電力	土居発電所	広島県	1938	2010	鱒溜ダム	147	19	ダ水	貯	8	8	0%	130	130	0%	8	不明	8	0	2%	不明													○	A：水車・発電機の更新、統合					
J1-38	四国電力	長沢発電所	高知県	1949	2005	長沢ダム	92	72	ダ水	貯	10	10	0%	65	65	0%	5	不明	5	0	0%	不明													○	濁水対策フェンスの設置					
J1-39	四国電力	分水第一発電所	高知県	1940	2017				水路	流	11	11	0%	299	304	2%	27	不明	30	3	12%	不明													○	A：発電所一式の移設・更新 C：地下式発電所への構造変更による落差増					
J1-40	四国電力	栲原川第三発電所	高知県	1930	2008		8	8	水路	流	8	8	0%	42	42	0%	3	不明	3	0	9%	不明													○	A：水車・発電機の更新（高効率ランナの採用） B3：導水路の補修					
J1-41	四国電力	広野発電所	徳島県	1960	2020	大美谷ダム	101	32	ダ水	貯	14	14	0%	293	293	0%	36	不明	37	1	2%	不明														○	高効率水車ランナへの更新				
J1-42	四国電力	松尾川第一発電所	徳島県	1953	2005	松尾川ダム	26	67	ダ水	貯	6	6	0%	382	382	0%	20	不明	21	1	4%	不明														○	A：水車・発電機の更新				
J1-43	九州電力	上椎葉発電所	宮崎県	1955	2010	上椎葉ダム	224	110	ダ水	貯	73	73	0%	144	144	0%	90	不明	93	3	4%	不明														○	水車・発電機更新（高効率化） F：圧油レス化による環境負荷低減				
J1-44	九州電力	塚原発電所	宮崎県	1938	2020	塚原ダム	431	87	ダ水	貯	75	75	0%	101	98	-2%	63	不明	67	4	6%	不明														○	水車・発電機の更新・統廃合				
J1-45	九州電力	山須原発電所	宮崎県	1932	1981	山須原ダム	599	29	ダ水	貯	39	120	208%	41	41	0%	13	不明	41	28	206%	不明															○	余剰水の有効活用、導水路トンネルの新設			
J1-46	九州電力	新川原発電所	宮崎県	1940	1992	川原ダム	359	24	水路	貯	33	45	36%	56	56	0%	15	不明	22	7	44%	不明														○	流況の総合検討による見直し（既設ダム流用、取水口以下新設）				
J1-47	九州電力	新湯山発電所	大分県	1922	1999		407		水路	流	13	24	92%	87	86	-1%	8	不明	18	9	111%	不明														○	資源有効活用（堰堤流用、導水路増設等）				
J1-48	九州電力	竹田発電所	大分県	1955	2021	竹田調整池堰	326	10	ダ水	調	22	26	18%	37	37	0%	7	32,000	8	1	19%	36,000	4,000	13%													○	B2：流況精査による流量増			
J1-49	九州電力	川原発電所	宮崎県	1940	2011	川原ダム	359	24	水路	貯	45	46	3%	56	56	0%	22	不明	22	0	1%	不明															○	B2：無効放流の有効活用 C：未利用落差の活用 F：経産補助金受託、RPS法認定			
J1-50	九州電力	新石河内第二発電所	宮崎県	1943	1996	戸崎ダム	324	25	ダ水	調	36	45	25%	43	46	7%	13	54,800	18	4	33%	59,300	4,500	8%														○	A：水車・発電機の更新、統合 B2：水資源有効活用に向けた導水路の拡幅等		
J1-51	九州電力	黒川第一発電所	熊本県	1918	1985	黒川第一調整池ダム	198	12	水路	貯	13	20	51%	244	245	0%	25	不明	42	17	69%	不明																○	A：水車・発電機の統合、更新 B2：国内資源有効活用（導水路増設等）		
J1-52	九州電力	新五木川発電所	熊本県	1940	1996	五木川取水ダム			水路	流	11	20	82%	94	91	-3%	8	不明	15	7	84%	不明																○	A：水車・発電機の更新 B2：使用水量の増量		
J1-53	九州電力	新甲佐発電所	熊本県	1951	2019	甲佐取水堰	436		水路	流	19	35	81%	25	25	-2%	4	24,000	7	3	85%	30,000	6,000	25%													○	B2：取水堰からの無効放流の有効活用 F：ボランティア活動（清掃）			
J1-54	九州電力	新塩浸発電所	鹿児島県	1934	2000		143		水路	流	8	11	33%	55	53	-3%	4	23,700	5	1	36%	25,900	2,200	9%														○	B2：国内資源有効活用（堰堤流用、導水路増設等） F：環境配慮		
J1-55	九州電力	新名音川発電所	鹿児島県	1956	2016	名音川取水堰	7	6	水路	流	0.1	0.6	335%	78	77	-1%	0	500	0	0	469%	2,000	1,500	300%																○	流況見直しによる最大使用水量の増量
J1-56	J-POWER	足奇発電所	北海道	1955	2021	活込ダム	942	34	ダ水	貯	56	56	0%	84	84	0%	40	不明	42	2	6%	不明																○	水車・発電機更新 将来的なノンファーム型接続の適用		
J1-57	J-POWER	新桂沢発電所	北海道	1957	2021	新桂沢ダム	299	76	ダ水	貯	24	24	0%	75	82	9%	15	51,600	17	2	12%	55,900	4,300	8%															○	既設ダムの治水機能向上を目的とした嵩上げ（約12m） A：水車・発電機の更新（高効率化） C：取水ダムの嵩上げ（H増）	
J1-58	J-POWER	熊追発電所	北海道	1957	2021	芦別ダム	126	23	ダ水	貯	4	4	0%	146	146	0%	5	不明	5	0	4%	不明																	○	水車・発電機の高効率機器への更新	
J1-59	J-POWER	糠平発電所	北海道	1956	2009	糠平ダム	388	76	ダ水	調	45	45	0%	110	110	0%	42	不明	42	0	0%	不明																	○	高効率水車・発電機への更新 F：付属設備のオイルレス化	
J1-60	J-POWER	胆沢第一発電所	岩手県	1954	2014	胆沢ダム（新設）	185	127	ダ	貯	16	16	0%	108	101	-6%	15	不明	14	0	-3%	65,000																	○	ダム開発に伴う廃止予定発電所を存続し、更に大小2機の発電機の使い分けにより設備利用率を向上	
J1-61	J-POWER	奥只見発電所	福島県	1960	2003	奥只見ダム	595	157	ダ水	貯	249	390	56%	170	170	0%	360	不明	562	202	56%	不明																	○	ダム穴開け、導水路、発電機器一式増設維持放流の発電利用	
J1-62	J-POWER	田子倉発電所	福島県	1959	2012	田子倉ダム	816	145	ダ水	貯	403	377	-6%	118	121	2%	380	不明	400	20	5%	不明																	○	水車・発電機の高効率機器への更新	
J1-63	J-POWER	大鳥発電所	福島県	1963	2003	大鳥ダム	657	83	ダ	調	220	427	94%	51	51	0%	95	不明	182	87	92%	不明																	○	貯水池のピーク対応力の向上	
J1-64	J-POWER	秋葉第三発電所	静岡県	1958	1991	秋葉ダム	4,490	89	ダ水	貯	110	116	5%	49	増	29%	80	472,838	127	47	58%	568,838	96,000	20%																○	溢水の有効活用、堤体穴あけ
J1-65	J-POWER	秋葉第二発電所	静岡県	1958	2016	秋葉ダム	4,490	89	ダ	貯	110	110	0%	37	37	0%	35	不明	35	0	1%	不明																	○	水車・発電機の更新、台数統合	
J1-66	J-POWER	秋葉第一発電所	静岡県	1958	2018	秋葉ダム	4,490	89	ダ水	貯	110	110	0%	49	49	0%	45	不明	47	2	4%	不明																	○	水車・発電機の更新	
J1-67	J-POWER	西吉野第一・第二発電所	奈良県	1955	2011	猿谷ダム（第一）	83	73	ダ水	貯	17	17	0%	231	231	0%	33	163,000	33	0	0%	163,000	0	0%															○	濁水対策の実施	
J1-68	JR東日本	小千谷第二発電所	新潟県	1939	1990	山本第二調整池	7,841	42	水路	調	550	770	40%	54	107	98%	243	不明	449	206	85%	不明																	○	B1：調整池ダム、取水口等の新設 B2：河川余剰水の発電利用 B4：信濃川の隣接発電所との連携 E：275kV送電線の増設 ※最大使用水量・設備容量は、千手発電所との合算値	
J1-69	黒部川電力	新姫川第六発電所	新潟県	1934	2021	姫川第六発電所取水堰堤			水路	流	28	58	108%	109	102	-6%	26	不明	54	28	108%	88,400																	○	B2：流況の見直しによる流量増 F：FIT制度の活用	
J1-70	東京発電	華川発電所	茨城県	1908	2011				水路	流	1	1	28%	18	17	-5%	0	不明	0	0	30%	不明																○	B2：水路通水量の見直し F：FIT制度、エネ庁の補助金の対象		

表 3-9 調査した国内事例一覧（発電事業者別：一般水力 3/3）

事例数	79		No	発電事業者	発電所名	所在地	西暦		取水ダム・貯水池				発電所の諸元				初期開発		再開発後				増強の手段												備考							
	初期 開発	再開発					名称	流域 面積 (km <sup>2</sup> )	堤高 (m)	取水 方式	運用 方式	最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)		有効落差 (m)		設備 容量 (MW)	発電量 (MWh/年)	設備容量 (MW)		発電量 (MWh/年)		A	B1	B2	B3	B4	C	D	E	F												
												初期	再開発後	初期	再開発後			増分	増率	増分	増率																					
												初期	再開発後	初期	再開発後			増分	増率	増分	増率																					
J1-71	東京発電	雨畑川発電所	山梨県	1977	2021		72		水路	流	7	7	0%	214	206	-3%	12	46,900	12	0	1%	55,400	8,500	18%	○																A:水車・発電機更新 B3:堆砂対策の実施	
J1-72	東北自然エネルギー	新下平 /新小荒発電所	新潟県	1926	2002		144		水路	流	11	27	139%	153	222	44%	8	不明	28	21	277%	129,430																			青文字) 2発電所の合計値を示す。 緑文字) 新下平発電所の値を示す。 B2:河川利用率向上(既設堰堤改良、他設備は新設) C:発電所移設 F:環境対策	
J1-73	日本海発電	新熊野川発電所	富山県	1926	2001				水路	流	1	2	300%	299	308	3%	1	9,675	5	4	335%	20,613	10,938	113%	○																B2:取水口計画高の余裕分を利用した流量増(取水設備の新設改修) C:取水設備等の新設改修による有効落差増	
J1-74	山形県企業局	新野川第一発電所	山形県	1954	2010	長井ダム (再開発後)	101	126	ダ水	貯	10	12	20%	73	100	36%	6	37,172	10	4	66%	51,773	14,601	39%	○	○															A:水車・発電機の更新 B1:取水ダムの新設(Q増) C:取水ダムの新設(H増)	
J1-75	群馬県企業局	新利南発電所	群馬県	1964	2011	平出ダム	635	40	ダ水	貯	14	21	50%	46	46	0%	6	不明	7	1	18%	不明	4,000																			無効放流を発電に活用
J1-76	長野県企業局	奥裾花第二発電所	長野県	1979	2017	奥裾花ダム	65	59	ダ	貯	4	7	63%	54	54	0%	2	不明	3	1	59%	不明	5,067																		B2:ダムの無効放流(融雪水)の有効活用 F:民間電気事業者への売電、地域振興	
J1-77	富山県企業局	新大長谷第一発電所	富山県	1955	2001				水路	流	3	6	85%	147	152	4%	3	26,330	6	3	85%	33,127	6,797	26%																	取水堰・水路更新・使用水量の見直し 取水堰を既設の上流に新設	
J1-78	宮崎県企業局	祝子発電所 /祝子第二発電所	宮崎県	1973	2012	祝子ダム	45	60	ダ水	貯	8	8	2%	252	252	0%	17	52,569	17	0	0%	52,778	209	0%																	B2:維持流量の有効活用(マイクロ水車35kW導入) C:未利用落差の活用 F:RPS法の対象、補助金の活用	
J1-79	熊本県企業局	菊鹿発電所	熊本県	1956	2000		14		水路	流	1	1	0%	62	63	2%	0	不明	1	0	22%	不明																			高効率機への更新 中小水力開発補助金の対象	

表 3-10 調査した国内事例一覧（発電事業者別：揚水式）

事例数	8		No	発電事業者	発電所名	所在地	西暦		取水ダム・貯水池				発電所の諸元				初期開発		再開発後				増強の手段												備考								
	初期 開発	再開発					名称	流域 面積 (km <sup>2</sup> )	堤高 (m)	取水 方式	運用 方式	最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)		有効落差 (m)		設備 容量 (MW)	発電量 (MWh/年)	設備容量 (MW)		発電量 (MWh/年)		A	B1	B2	B3	B4	C	D	E	F													
												初期	再開発後	初期	再開発後			増分	増率	増分	増率																						
												初期	再開発後	初期	再開発後			増分	増率	増分	増率																						
J2-1	東京電力RP	新高瀬川発電所 (混合揚水式)	長野県	1979	2003	高瀬ダム(上部) /七倉ダム(下部)	150	125	混揚		644	644	0%	229	229	0%	1,280	不明	1,280	0	0%	不明																					青文字:下部ダムの値を示す。 B3:堆砂対策の実施
J2-2	四国電力	陸平発電所(混合揚水式)	徳島県	1968	2010	小見野々ダム(上部) /長安口ダム(下部)	539	86	混揚		60	61	1%	90	90	0%	47	不明	47	0	0%	不明																			青文字:下部ダムの値を示す。 緑文字:1号機および2号機の合計値を示す。 B2:河川維持流量の有効活用 C:未利用落差の活用 F:RPS法、補助金の活用		
J2-3	東京電力RP	葛野川発電所 /土室川発電所(純揚水式)	山梨県	1999	1999	上日川(上部) /葛野川ダム(下部)	14	105	純揚		210	211	0	714	714	0	1,600	不明	1,600	0	0%	不明																		青文字:下部ダムの値を示す。 緑文字:葛野川および土室川の合計値を示す。 350kW増のみ B2:自然放流水の利用 C:揚水式発電所の下部ダムの落差の活用			
J2-4	関西電力	奥吉野発電所 (純揚水式)	奈良県	1980	1998	瀬戸ダム(上部) /旭ダム(下部)	39	86	純揚		288	288	0%	505	505	0%	1,206	不明	1,206	0	0%	不明																			青文字:下部ダムの値を示す。 B3:堆砂対策の実施 F:濁水防止、河川環境回復		
J2-5	関西電力	大河内発電所(純揚水式)	兵庫県	1995	2015	太田第一~第五ダム(上部) /長谷ダム(下部)	2	102	純揚		190	190	0%	411	411	0%	1,280	不明	1,280	0	0%	不明																		青文字:下部ダムの値を示す。 D:トータルデジタルシステムの更新			
J2-6	関西電力	奥多々良木発電所(純揚水式)	兵庫県	1974	2019	黒川ダム(上部) /多々良木ダム(下部)	13	65	純揚		594	594	0%	383	383	0%	1,932	不明	1,932	0	0%	不明																		青文字:下部ダムの値を示す。 A:可変速機器への既設設備改造 E:可変速化による周波数調整			
J2-7	J-POWER	奥清津第二発電所 (純揚水式)	新潟県	1978	1996	カッサダム(上部ダム) /二居ダム(下部)	108	87	純揚		260	414	59%	470	470	0%	1,000	不明	1,600	600	60%	不明																		青文字:下部ダムの値を示す。 緑文字:奥清津および奥清津第二の合計値を示す。 B1:導水路・鉄管・発電機器増設 F:観光施設の併設			
J2-8	神奈川県企業局	城山発電所(純揚水式)	神奈川県	1965	2010	本沢ダム(上部) /城山ダム(下部)	1,323	75	純揚		192	192	0%	153	153	0%	250	不明	250	0	0%	不明																		青文字:下部ダムの値を示す。 A:水車・発電機等の修繕・更新			

【事例の分類】

- |                |                 |                 |   |
|----------------|-----------------|-----------------|---|
| 1.一般水力         | (取水方式) 貯 : 貯水池式 | (運用方式) ダム : ダム式 | (略記) 増 : 調査シート参照(取水系統あるいは発電所の一部が増強されている。) |
| 2.揚水式 (1)混合揚水式 | 調 : 調整池式        | ダ水 : ダム水路式      | 同 : 調査シート参照(取水系統あるいは発電所の一部が既設と異なるが同等である。) |
| (2)純揚水式        | 流 : 流れ込み式       | 水路 : 水路式        |   |

※本凡例は一般水力および揚水式とて共通

(2) 調査した事例の規模

一般水力と揚水式とで分類し、初期開発時の最大出力を調査した事例の規模として整理した。

一般水力については田子倉発電所（J-POWER：380MW）が最大規模である。平均規模は44MWであり、秋葉第一発電所（J-POWER：45MW）、糠平発電所（J-POWER：42MW）、笠置発電所（関西電力：42MW）、神通川第二発電所（北陸電力：41MW）が同規模に該当する。

初期開発時の最大出力が30MW未満の発電所は52事例と多く、これらを抜粋した平均値は11MWである。小規模であるが、流況の見直しで大幅な増強を実現した新名音川発電所（九州電力：65kW）等、FIT等の公的支援を利用した事例を含めて、100kW未満の小規模発電所の3事例も参考として掲載している。

なお、一般的な分類として、大規模水力は30MW以上とされているが、本調査ではFITの対象となる30MW未満の中小水力発電所の再開発事例も調査した。これは、国策として推進するFITおよびFIPの適用において対象とする規模であること、また、国内の一般水力の設備容量約22,000MWのうち、半数近い約10,000MWを30MW未満の中小水力発電所の設備容量が占めていることから、今後の展開において好事例の参照が重要であると考えたことによる。

揚水式発電所は一般水力に比べて大規模であるが、一般に設備利用率が極めて低く、発電所数も国内に40箇所程度と少ない。マイクロ水力の追加等、事例から大きな増分も確認できないため、本調査では一般水力と区別して対象外（参考データ扱い）とする。

一般水力

事例数	
既設設備容量30MW以上	27 事例
既設設備容量30MW未満	52 事例
計	79 事例
既設設備容量の規模	
最大	380 MW
平均（一般水力全体）	44 MW
平均（30MW未満の発電所）	11 MW
最小	0.065 MW

揚水式

事例数	
混合揚水	2 事例
純揚水	6 事例
計	8 事例
既設設備容量の規模	
最大	1,932 MW
平均	1,045 MW
最小	250 MW

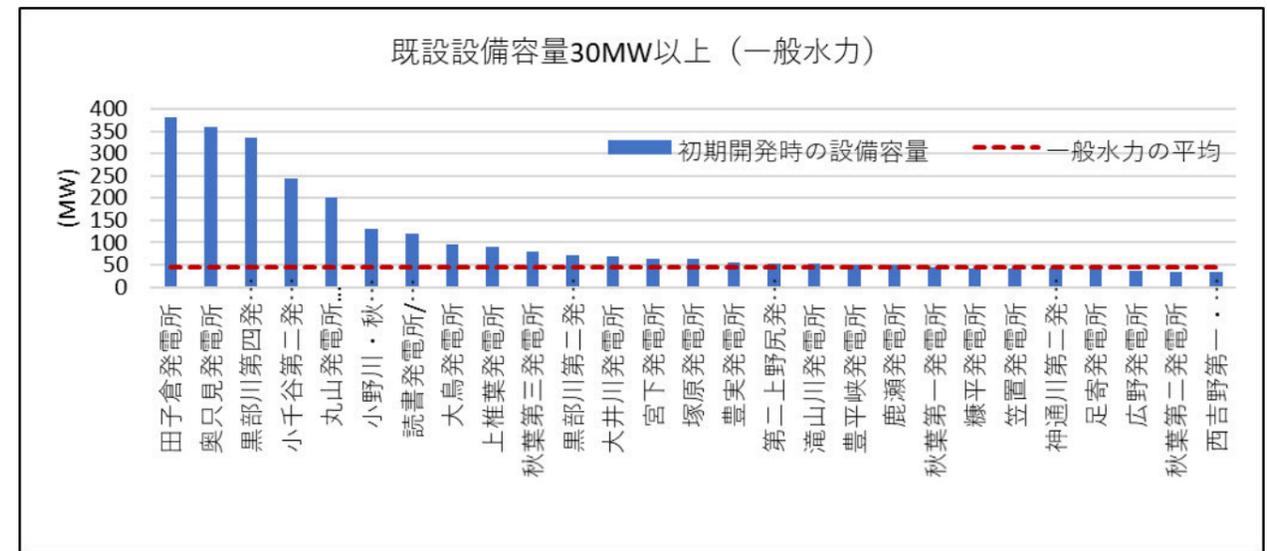


図 3-4 調査した事例の規模（一般水力：30MW以上）

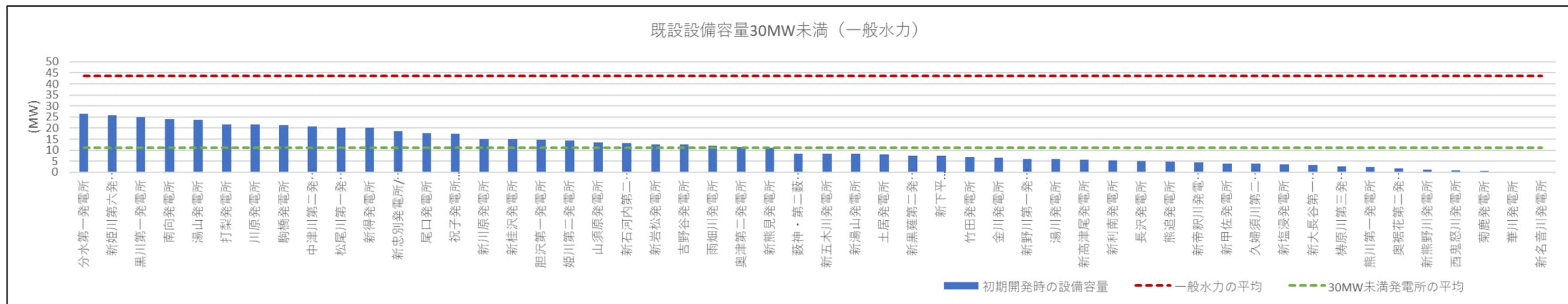


図 3-5 調査した事例の規模（一般水力：30MW未満）

(3) 一般水力再開発前後の設備容量

再開発年別に再開発前後の設備容量を図 3-6 に整理した。初期開発時の平均設備容量は 1 事例あたり 44MW、再開発後は 56MW で平均増出力率が 27%である。なお、現在工事中の案件についても便宜上 2021 年に含めた。

規模が突出している 1990 年、2003 年と 2021 年の事例を下表に抜粋した。1990 年は 1 件で 206MW 増、2003 年は 4 件の事例があり 1 事例あたり 73MW である。11 件の事例がある 2021 年では 1 事例あたり 8MW 増である。

新潟で実施された小千谷第二発電所、福島で実施された大鳥・奥只見発電所の大規模開発が前者の設備容量大増強に寄与している。2021 年における 11 件の再開発事例では、治水対策を目的とした新丸山ダムの嵩上げに伴う再開発事例（笠置、丸山／新丸山）を除くと、大規模発電所での大増強事例は確認できない。

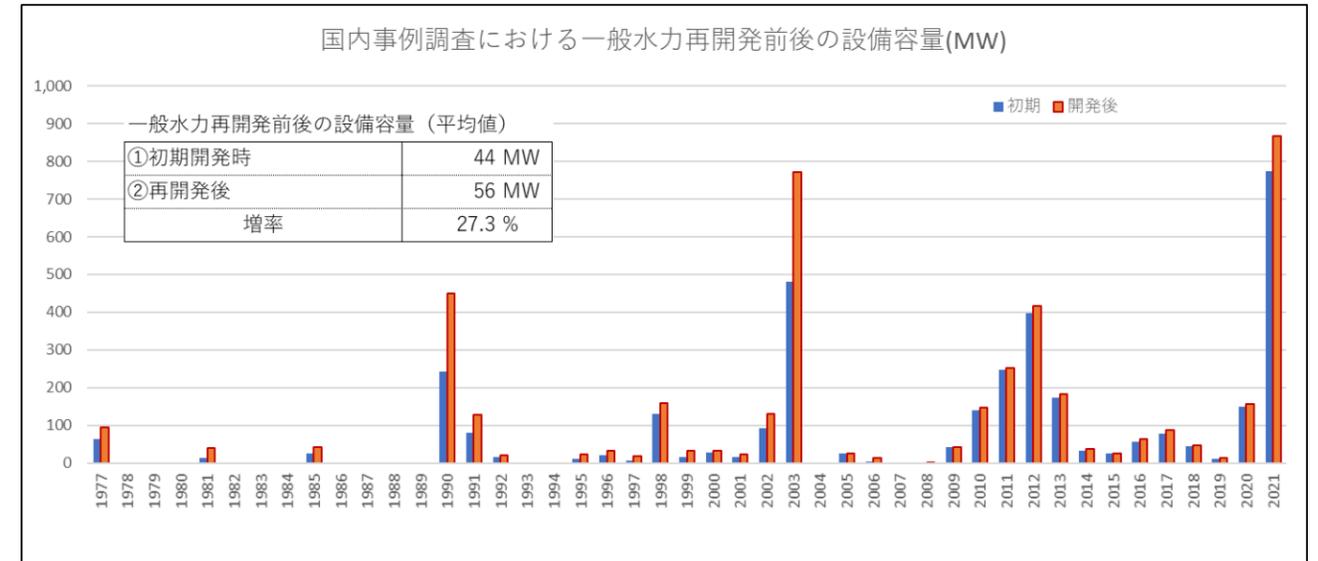


表 3-11 【抜粋】1990 年、2003 年および 2021 年の再開発事例

図 3-6 調査した国内事例の再開発年別設備容量

No	発電所名	所在地	発電事業者	西暦		発電所の諸元							初期開発	再開発後		増強の手段										備考										
				初期 開発	再開発	取水 方式	運用 方式	最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)			有効落差 (m)				設備 容量 (MW)	設備容量 (MW)		A	B1	B2	B3	B4	C	D	E		F									
								初期	再開発後	増分	増率																									
J1-68	小千谷第二発電所	新潟県	JR東日本	1939	1990	水路	調	550	770	40%	54	107	98%	243	449	206	85%																			B1:調整池ダム、取水口等の新設 B2:河川余剰水の発電利用 B4:信濃川の隣接発電所との連携 E:275kV送電線の新設
1990年再開発の集計													243	449	206	85%											1事例あたりの増分:206MW									
J1-24	久婦須川第二発電所	富山県	北陸電力	1941	2003	水路	流	137	137	0%	3	3	0%	4	4	0	0%																	堆砂対策の実施		
J1-33	打梨発電所	広島県	中国電力	1939	2003	ダ水	貯	24	24	0%	115	115	0%	22	23.6	2	8%																	高効率な水車発電機への更新		
J1-61	奥只見発電所	福島県	J-POWER	1960	2003	ダ水	貯	249	390	56%	170	同	0%	360	562	202	56%																	ダム穴開け、導水路、発電機器一式増設維持放流の発電利用		
J1-63	大鳥発電所	福島県	J-POWER	1963	2003	ダ	調	220	427	94%	51	51	0%	95	182	87	92%																	貯水池のピーク対応力の向上		
2003年再開発の集計													481	772	291	61%											1事例あたりの増分:73MW									
J1-3	新得発電所	北海道	北海道電力	1956	2021	水路	調	29	32	11%	83	82	-1%	20	23	3	16%																		B2:無効放流の利用 F:コンディショニング等のクマタカへの配慮	
J1-26	笠置発電所	岐阜県	関西電力	1936	2021	ダ	貯	166	261	57%	30	30	-2%	42	69	28	66%																	新丸山ダム新設に伴う発電容量増		
J1-27	丸山発電所 /新丸山発電所	岐阜県	関西電力	1954	2021	ダ水	貯	286			81			201	220	19	10%																	C:ダム嵩上げに伴う容量増(詳細不明) B1:ダム嵩上げに伴う落差増(詳細不明) F:治水調整能力の向上		
J1-28	黒部川第二発電所	富山県	関西電力	1936	2021	ダ水	貯	47	47	0%	177	175	-1%	72	75	3	4%																	水車 発電機更新(高効率化)		
J1-29	黒部川第四発電所	富山県	関西電力	1961	2021	ダ水	貯	72	72	0%	546	546	0%	335	342	7	2%																	高効率ランナへの更新		
J1-48	竹田発電所	大分県	九州電力	1955	2021	ダ水	調	22	26	18%	37	37	0%	7	8	1	19%																	B2:流況精査による流量増		
J1-56	足寄発電所	北海道	J-POWER	1955	2021	ダ水	貯	56	56	0%	84	84	0%	40	42	2	6%																	水車 発電機更新 将来的なノンファーム型接続の適用		
J1-57	新桂沢発電所	北海道	J-POWER	1957	2021	ダ水	貯	24	24	0%	75	82	9%	15	17	2	12%																	既設ダムの治水機能向上を目的とした嵩上げ(約12m) A:水車 発電機の更新(高効率化) C:取水ダムの嵩上げ(H増)		
J1-58	熊追発電所	北海道	J-POWER	1957	2021	ダ水	貯	4	4	0%	146	146	0%	5	5	0	4%																		水車 発電機の高効率機器への更新	
J1-69	新姫川第六発電所	新潟県	黒部川電力	1934	2021			28	58	108%	109	102	-6%	26	54	28	108%																	B2:流況の見直しによる流量増 F:FIT制度の活用		
J1-71	雨畑川発電所	山梨県	東京発電	1977	2021	水路	流	7	7	0%	214	206	-3%	12	12	0	1%																	A:水車 発電機更新 B3:堆砂対策の実施		
2021年再開発の集計													775	868	93	12%											1事例あたりの増分:8MW									

### 3.3.6 事例から見る要素技術の傾向（一般水力）

一般水力の79事例で採用された要素技術のうちA～Dについて傾向を整理する。なお、推進策であるEまたはFとの組合せ除くと74事例が対象となる。

#### (1) 一般水力で確認された要素技術数

事例において採用された要素技術数を再開発年別に図3-7に整理した。殆どの開発年においてAが採用されている。また、事例件数が多い2021年ではAの採用数が突出している。

1977～2021年の要素技術の合計数においてもAが40%を占める。次いでB2の28%が多く、他の要素技術は3～11%であり、件数としてはAとB2が多く採用されている（図3-9参照）。

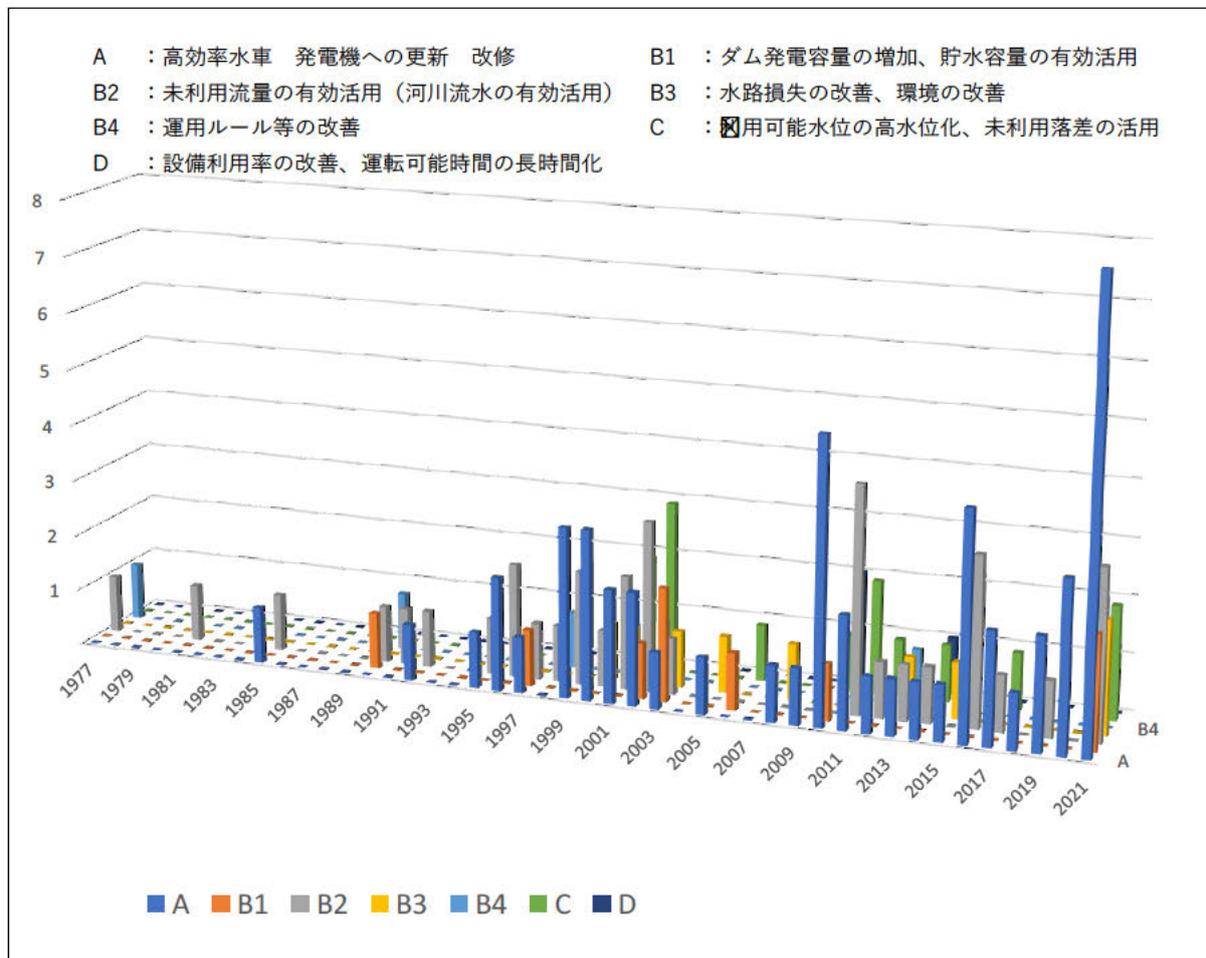


図 3-7 国内事例調査において確認された要素技術数（一般水力、重複あり）

## (2) 要素技術の組合せ数

事例において、複数の要素技術を組合せて再開発を実施しているため、組合せパターン別の事例数に整理した（図 3-8）。

要素技術 A を単独で採用した事例が 27%と最も多く、次いで、A と B2 との組合せによる事例が 19%である。また、A は 74 事例の組合せ数のうち、48 事例（65%）で採用されている。逆に言うと、水車発電機器更新を含まない事例が 35%となる。再開発および増強において 7 割近くの事例で水車発電機の更新を同時に実施している。

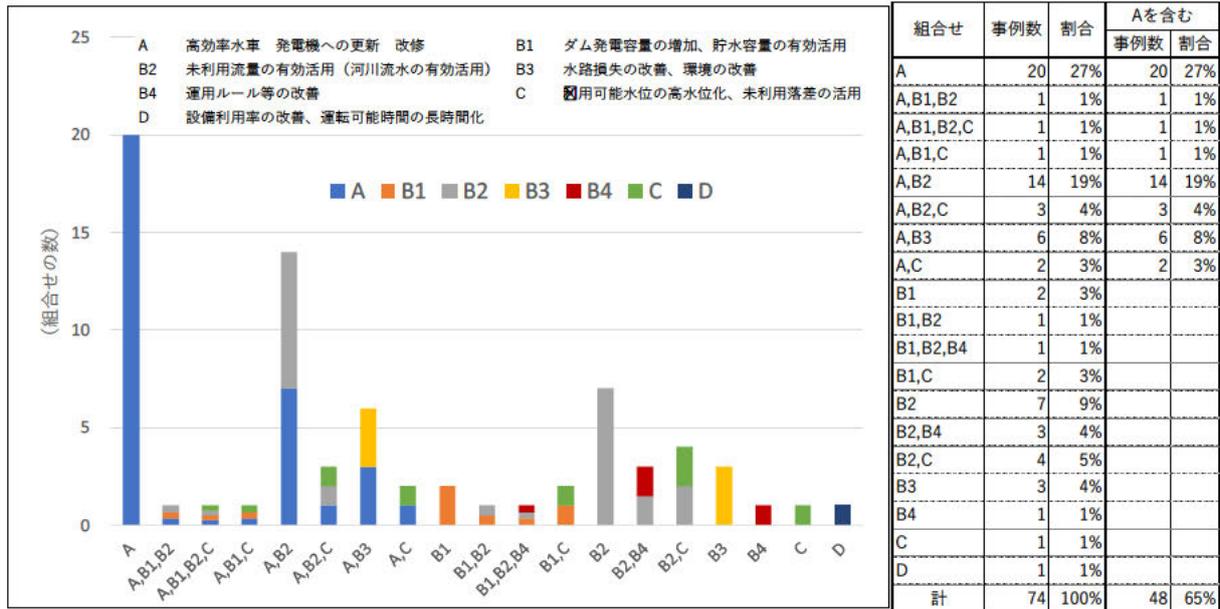


図 3-8 国内事例調査において確認された要素技術の組合せ数（一般水力）

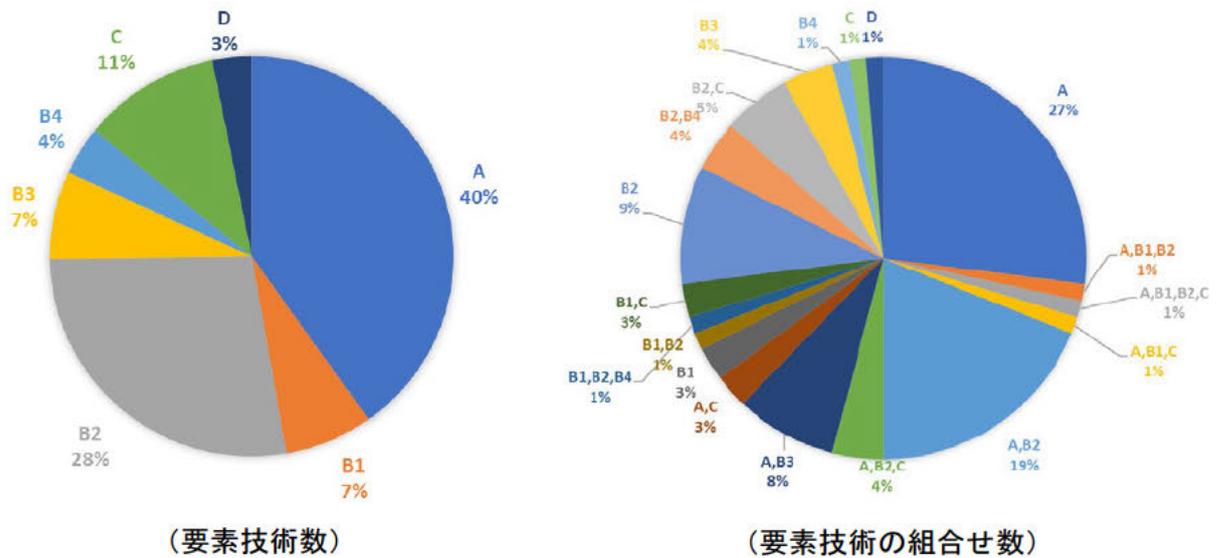


図 3-9 国内事例調査において確認された要素技術数の割合（一般水力）

### (3) 一般水力における要素技術別平均増出力率

事例から確認した要素技術別の平均増出力率を図 3-10 に整理し、増出力率の傾向を表 3-12 に整理した。

表 3-12 一般水力における要素技術別増出力率の傾向

分類	傾向等
Aのみ	<ul style="list-style-type: none"> <li>他の分類を組合わせない水車発電機の更新のみで 20 事例である。</li> <li>増出力率は平均で 6%であり低い。</li> </ul>
B1含む	<ul style="list-style-type: none"> <li>B1 単独の 2 事例を除く 7 事例が他の要素技術との組合せである。</li> <li><b>平均増出力率が 88%と高い。</b></li> </ul>
B2含む	<ul style="list-style-type: none"> <li>A を含む事例を除くと事例数は最も多い。</li> <li>B2 単独の 7 事例を除く 28 事例が他の要素技術との組合せである。</li> <li><b>平均増出力率が 89%と高い。</b></li> </ul>
B3含む	<ul style="list-style-type: none"> <li>A と B3 との組合せ、または B3 単独の事例が確認された。</li> <li>平均増出力率は 3%であり低い。</li> </ul>
B4含む	<ul style="list-style-type: none"> <li>平均増出力率は 58%であるが、5 事例のうち 4 事例で B2 と組み合わせている。単独 B4 による事例（神通川第二発電所）では増出力率が 7%であった。</li> <li>B4 単独の増出力率は高いとは言えない。</li> </ul>
C含む	<ul style="list-style-type: none"> <li>14 事例中、11 事例が B1 または B2 との組合せによる。</li> <li><b>平均増出力率が 66%と高い。</b></li> </ul>
D含む	<ul style="list-style-type: none"> <li>A と D との組合せ、または D 単独の事例が確認された。</li> <li>平均増出力率は 1%未満であり低い。</li> </ul>

備考) 本表 A~D の記号は以下を示す。組合せの事例数は図 3-8 参照。

- |                            |   |
|----------------------------|---|
| A : 高効率水車・発電機への更新・改修       | B1 : ダム発電容量の増加、貯水容量の有効活用                                    |
| B2 : 未利用流量の有効活用（河川流水の有効活用） | B3 : 水路損失の改善、環境の改善  |
| B4 : 運用ルール等の改善             | C : <input checked="" type="checkbox"/> 用可能水位の高水位化、未利用落差の活用 |
| D : 設備利用率の改善、運転可能時間の長時間化   |   |

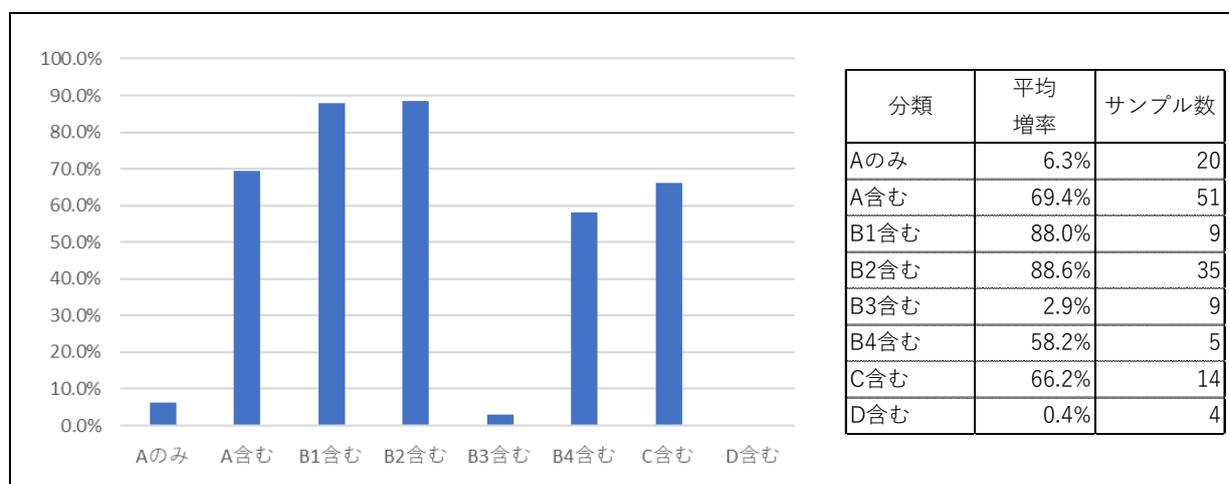


図 3-10 国内事例調査において確認された一般水力における要素技術別の平均増出力率

#### (4) 再開発の目的と要素技術による効果の分類

要素技術別の事例について、再開発の目的、利用したポテンシャルが類似する事例を表 3-13 に整理した。なお、要素技術 A については顕著な増出力率が確認されず、また、B~D の再開発において副次的に採用される傾向が確認されたことから、同表での分類から除外した。

同表および前項までの整理結果から、要素技術 B~D について、以下にとおり考察する。

- ① B1 のうち、電力需要のピーク対応を目的に大規模再開発で採用された事例(小千谷第二、大鳥、奥只見)では、調整力(設備容量増)への効果が確認された。発電電力量増には大きく寄与していない。
- ② 無効放流を利用した再開発事例が最も多く、前項の図 3-10 からも、国内において増出力率が高い要素技術は B2 であると言える。
- ③ 利用可能水位の高水位化による C は事例も多く、前項の図 3-10 から増出力率が高い要素技術であると言える。なお、B1 と同時に実現する事例が複数あり、要素技術としては一体として扱うべきである。
- ④ B3、B4、D については、B1 または B2 との組合せにより採用された副次的な効果であると言え、単独的な採用による顕著な効果は期待できない。

表 3-13 再開発の目的と要素技術による効果の分類

単位：事例数

再開発の理由	B1を含む事例	B2を含む事例	B3を含む事例	B4を含む事例	Cを含む事例	Dを含む事例
(1) ダム再開発に伴う改造等	5 奥津第二、丸山・新丸山、笠置、新野川第一、新帝釈川・帝釈川	2 奥津第二、新忠別・江卸+ユコマンベツ	1 熊追		6 新桂沢、奥津第二、新忠別・江卸+ユコマンベツ、丸山、新丸山、新野川第一、新帝釈川・帝釈川	1 胆沢第一
(2) 河川の一括運用	1 小千谷第二	4 宮下、小千谷第二、第二上野尻		4 宮下、小千谷第二、小野川・秋元・沼ノ倉、第二上野尻		
(3) 通水能力向上			1 大井川			
(4) 最大使用水量の増加				1 神通川第二		
(5) 発電能力の増強	2 奥只見、大鳥	7 奥只見、秋葉第三、山須原、新利南、新黒薙第二、奥裾花第二、新姫川第六				
(6) 発電能力の増強 (小水力増設)		3 読書・大桑野尻、川原、祝子第二			3 読書・大桑野尻、川原、祝子第二	
(7) 発電能力の増強 (未利用落差の活用)					1 中津川第二	
(8) 発電能力の増強 (老朽化対策)	1 湯川	19 川原、黒川第一、新石河内第二、新五木川、湯川、新湯山、新高津尾、新塩浸、新大長谷、新熊野川、新下平・新小荒、華川、新名音川、新岩松、藪神・第二藪神、新甲佐、新得、竹田、小野川・秋元・沼ノ倉、新熊見			3 新大長谷、新熊野川、新下平・新小荒	
(9) 老朽化対策		南向、松尾川第一、栲原川第三	3 南向、松尾川第一、栲原川第三			3 土居、姫川第二、熊川第一
(10) 地滑り対策					1 分水第一	
(11) 堆砂対策			4 吉野谷、雨畑川、久婦須川第二、湯山			
事例数合計	9	35	9	5	14	4
ポテンシャル源	無効放流	無効放流	無効放流	-	未利用落差	-
具体手法	ダム嵩上げ・変更（大型化）、調整池ダム新設、取水口・導水路・発電所増設、最大使用水量の増変更、取水堰堤・調整池拡幅、法面保護など	堰堤改造、導水路・鉄管・発電所新設/増設/移設、水路工作物更新・補強、マイクロ/小水力発電所の新規導入など	水路改修、通水能力向上、取水口制水門、スクリーンの更新、排砂路改修、堆砂対策（浚渫）水圧鉄管更新、導水路補修など	隣接発電所との流量連携など	ダム嵩上げ、取水設備または発電所を移設、マイクロ/小水力発電所の新規導入、発電所の地下移設	片輪・両輪運転切替による効率運転、ガイドベーンの長寿命化、水車流水部への土砂摩耗対策による修理周期の延長など
<p>朱書き：A、E、Fを除く他の要素技術（B1、B2、B3、B4、C、D）との組合せを採用した発電所名を示す。（本表内で重複記載）</p> <p>A：高効率水車・発電機への更新・改修                  B2：未利用流量の有効活用（河川流水の有効活用）                  B4：運用ルール等の改善                  D：設備利用率の改善、運転可能時間の長時間化</p> <p>B1：ダム発電容量の増加、貯水容量の有効活用                  B3：水路損失の改善、環境の改善                  C：☑用可能水位の高水位化、未利用落差の活用</p>						

### 3.3.7 国内再開発の好事例と典型的な増強手法

#### (1) 再開発の好事例とは

本邦のエネルギー基本計画（令和3年10月）においては、エネルギー政策の基本的な視点（S+3E）の確認として、「エネルギー政策を進める上の大原則としての、安全性（Safety）を前提とした上で、エネルギーの安定供給（Energy Security）を第一とし、経済効率性の向上（Economic Efficiency）による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に環境への適合（Environment）を図る」としている。安全確保を前提に、安定的に安価なエネルギー供給を目指すとして理解されるが、さらに環境への適合として、「気候変動のみならず、周辺環境との調和や地域との共生も重要な課題」としている。

また、水力発電開発に関わる有識者により運営されている NPO 法人 水力開発研究所が提言している「豊かな水に恵まれた日本の水力を生かす」（令和元年6月）においては、既存の水力発電所の再開発について、「環境に調和し、高機能で、地域に永続的に貢献する持続可能な水力発電を再構築するよう」謳われている。

持続可能な水力発電とは、地域社会、生活、気候等に継続的に利するべきものであり、持続可能であるためにはステークホルダーの協力が必須であることから、水力発電再開発の好事例とは、公益性・信頼性が高く、コストダウンに努め、地域環境に調和し、地域の理解が得られかつ貢献している事例といえる。

基本的に水力発電事業は、エネルギー供給という国民の日常生活を維持する上で基礎となる公益性の高い事業であり、かつ継続的な安定供給が求められることから機器・設備の高信頼性の確保は必須である。また各発電事業者は、常にコストダウンの努力を継続していると考えられる。その上で、地域環境と調和し、かつ地域に貢献できる事業が好事例に該当すると考えられる。

#### (2) 国内再開発における課題

##### 1) 将来的な導入目標

本邦の2030年度におけるエネルギー需給見通し（令和3年9月）では、水力発電は、2030年までに合計で50.7GW（854億kWh～934億kWh）の導入目標が示されている。これは、現時点導入量に加えて70万kWの追加導入が必要な数値である。

一般財団法人新エネルギー財団 新エネルギー産業会議による「水力発電の開発促進と既設水力の有効活用に向けた提言」（令和3年3月）によれば、水力発電の特徴と役割として以下が挙げられており、水力発電が、エネルギー政策の基本的な視点（S+3E）に合致した導入を促進すべきエネルギーであり、水力発電の再開発は、本邦の長期エネルギー需給見通しにおいて欠かせない要素であることが分かる。

##### 【水力発電の特徴と役割】

- ライフサイクルを通じた低いCO<sub>2</sub>排出量（脱炭素社会への貢献）
- エネルギー自給力への寄与（エネルギーセキュリティへの貢献）
- 長期的な発電所の運転が可能（発電コスト低減への貢献）

- 出力変動の少ない安定した発電が可能（効率的なネットワーク形成への貢献）
- 高い負荷追従性と変動に対する調整力（高品質な電力供給）
- 地域の活性化・雇用創出・防災に対する貢献（地域と共生する電源）

## 2) 再開発における課題

上記「水力発電の開発促進と既設水力の有効活用に向けた提言」においては、既存の発電事業者に対する水力発電の開発・利用促進に関わるアンケートを実施した結果を基に、水力発電の一層の拡大を図るための施策として、以下が必要であるとしている。

- 水力開発の特徴を考慮した支援制度の拡充・強化
  - 現行支援制度の継続
  - FIT 制度見直しにおける要望
  - 水力発電の普及拡大に向けた支援（系統接続、アクセス道路、トンネル導水路への支援）
- 地域との共生関係構築に資する理解醸成策の拡充
  - 電源立地地域対策交付金の交付要件緩和
  - 立地地域が水力発電からの恩恵を感じ易くするための取組み

事例調査結果からも、再開発コスト低減の検討が必ずなされており、かつ公的支援を受けて実施している事例も多く、支援制度の必要性がうかがえる。また、地域との共生や環境保全対策に関わる施策についても積極的に対応している事例が多く、前述のエネルギー基本計画の通り、これらの要素がこれからのエネルギー開発には不可欠であることが分かる。

加えて同提言では、水力開発に係る許認可手続きの簡素化・迅速化が必要であるとしており、以下の法令に基づく許認可手続きの簡素化・迅速化を要請している。

- 環境影響評価法（環境アセスメント手続）
- 自然公園法（特別地域内（主に第 2 種、第 3 種）における開発行為に関して審査基準明確化）
- 森林法（保安林解除及び保安林内作業行為に関する手続）
- 河川法（水利使用許可申請における河川維持流量の許認可手続）

上記、導入目標やアンケート結果からの提言事項等を整理・集約し、国内の水力発電再開発における課題としては以下が考えられる。なお、系統接続については、当社（日本工営株式会社）が自ら発電事業者として水力開発に携わっている経験より、課題として追加した。3.3.8 節に詳しく述べる。

### 【国内再開発における課題】

- ポテンシャル開発（エネルギー自給力の確保、導入目標の達成）
- 調整力の確保（高品質電力供給の確保）
- 系統接続（系統連系工事費の負担軽減、系統接続枠の確保等）
- 事業資金の確保
- 許認可手続の簡素化・迅速化（環境影響評価法、自然公園法、森林法、河川法等）
- 地域との共生（環境保全、地域活性化、雇用創出、防災対策等）

### 3) 課題と好事例

前述 3.3.5 節における国内再開発の事例調査は、技術面が主体の文献調査であったが、得られた情報の範囲内で、上記課題も念頭に比較的好事例と考えられる事例かつ典型的な事例を次項以降に抽出した。

特に前述の表 3-4 での分類における F 区分において、地域貢献や環境対策等の有無を評価しており、F 区分に該当事項がある事例は、環境への配慮や地域貢献への配慮について何らかの対策が実施されており、好事例と判断できる可能性がある。各事例の F 区分の内容も精査し、典型的かつ好ましいと思われる事例を抽出した。

#### (3) 国内再開発に多い典型的な増強手法

典型的な再開発における増強手法として、前述 3.3.5 節における国内再開発の事例調査結果（収集事例総数 79 件：一般水力）より、日本国内において数多く実施されている増強手法を整理した結果、以下の 4 つのパターンであった。なお、増強方法は表 3-7～3-9 を参照した。また、増強となっていない環境改善等は計上の対象外とした。

表 3-14 日本国内で実施が多い増強手法

増強方法 類型化	該当数	内容
A： 高効率水車・発電機 への更新・改修	51 件 ／ 79 件	<ul style="list-style-type: none"> <li>● A は、水車ランナの補修・更新ならびに水車・発電機の更新が含まれるが、再開事例としては、水車・発電機の高効率機器への更新が多い。</li> <li>● 再開の実施理由として老朽化対策が多く、老朽化した機器を更新する際に、同流量 (Q)、同有効落差 (H) であっても、高効率化した機器を採用することにより増出力が図れることから事例数も多い。</li> <li>● 国内再開の事例調査においては、出力の大小を問わず事例が見られ、取水方式、発電方式による傾向は見られない。</li> <li>● 要素技術 B1、B2、C の事例と併せて実施しているケースも多い。</li> </ul>

増強方法 類型化	該当数	内容
B1 : ダム発電容量の増加 貯水容量の有効活用	9 件 / 79 件	<ul style="list-style-type: none"> <li>● B1 はダムの嵩上げ・拡幅による貯水容量の増に伴う発電容量の増と、貯水容量の有効活用（河川流水を利用しない場合）が含まれる。</li> <li>● ダムの嵩上げ・拡幅による出力増は、比較的再開発規模が大きい事例が多く、嵩上げにより落差・流量とも増加させている事例もある（Cの有効落差増と併せて実施しているケースも複数ある）。</li> <li>● 貯水容量の有効活用（河川流水を利用しない場合）は、大規模貯水池の貯水容量を有効活用し、ピーク供給力の増強を図った事例等が見られた。</li> <li>● 国内再開発の事例調査において、水路式よりは、ダム式・ダム水路式に、流れ込み式よりは貯水池式・調整池式に事例が多い。</li> </ul>
B2 : 未利用流量の有効活用（河川流水の有効活用）	35 件 / 79 件	<ul style="list-style-type: none"> <li>● B2 は、未利用流量の有効活用（河川流水の有効活用）であり、無効放流流量や未利用の河川流量を追加して発電に適用するものである。</li> <li>● 流量が増加することから基本的に水路の増設や拡幅、分岐等が含まれ、かつ水車・発電機も更新されている事例が多い。要素技術 A と併せて実施しているケースも多い。</li> <li>● 国内再開発の事例調査において、30MW 未満の中小規模案件の方が事例数が多く、比較的、ダム式・ダム水路式よりは水路式に、貯水池式よりは調整池式・流れ込み式に事例が多い。</li> </ul>
C : 利用可能水位の高水位化、未利用落差の活用	14 件 / 79 件	<ul style="list-style-type: none"> <li>● C は、ダムの嵩上げによる有効落差増と、使われていない落差に発電設備を設置することによる発電容量増、さらに発電所あるいは取水堰の移設等に伴う微増が含まれる。</li> <li>● ダムの嵩上げに伴う出力増は、比較的再開発規模が大きい事例が多く、B1 のダム発電容量増とともに、嵩上げにより落差・流量とも増加させている事例もある。</li> <li>● 未利用落差への発電設備の設置は、ダムからの維持管理流量の放流等を利用したマイクロ水力設置に代表される小規模増出力が多いが、ダムの洪水放流能力を向上させ貯水池を高水位で運用して発電所出力を 3 倍に高めた事例もある。</li> </ul>

注) 該当数は重複しているケースもある。

#### (4) 好事例・典型的な増強手法等

前項までの検討を前提に、前述 3.3.5 節における国内再開発の事例調査結果を精査した結果、本事業の対象である大規模な水力発電への適用を念頭に、好事例かつ典型的と考えられる事例として、以下案件を抽出した。また、調査から得られた実用化はされて

いないものの将来的に増強に繋がると思われる取組みについても併せて記載した。

## 1) 増強方法 A：高効率水車・発電機への更新・改修

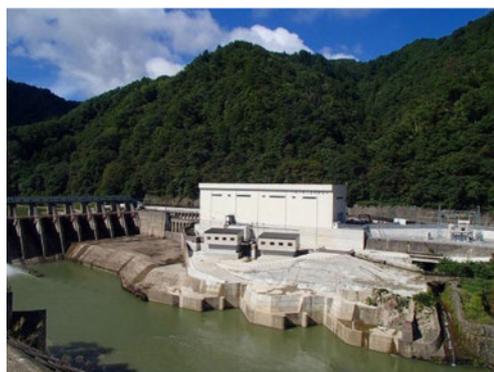
### 豊実発電所（ダム式・貯水池式、2013年再開発）

豊実発電所は、新潟県阿賀野川に位置する東北電力（株）が有する 1929 年運開の最大出力 56.4MW のダム式水力発電所であり、運開後 84 年（2013 年現在）が経過し、水車・発電機本体および発電所基礎コンクリートの劣化が著しいため、抜本的な改修として発電所の一式更新（水車・発電機、建屋更新）を実施した。

本改修では最大使用水量は変更せず、有効落差もほぼ変わらず、水車・発電機を 6 台から 2 台へ統合の上、水車型式をフランス水車から効率性・経済性に優れた立軸バルブ水車へ変更し、最大出力を 56.4MW から 61.8MW へ 9.6% 増強した。

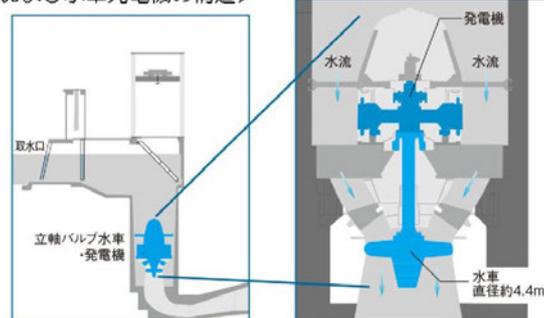
台数変更ならびに立軸バルブ水車採用による機器設置面積、建屋面積の縮小化により改修工事費の低減および保守性の向上を図った。また、ダムや取水口等の健全な設備は極力再利用し、取水口と水槽の大部分は流用し、改修範囲は水車・発電機台数変更に伴って水路形状を変更する必要がある水槽呑口部から放水口までとした。

工事中の環境配慮として、既設設備の解体コンクリート（約 2.7 万 m<sup>3</sup>）の約 80% を再生コンクリートの骨材等に再利用して廃棄物の発生を抑制した。更に恒久的な環境対策として、ランナーボス内には潤滑油を必要としないオイルレス軸受を、水車軸受にフェノール樹脂製の水潤滑軸受を採用し、保守性の向上と河川への油流出防止を図っている。



豊実発電所（再開発後）

＜発電所および水車発電機の構造＞



水車発電機の構造

図 3-11 豊実発電所再開発概要

出典：東北電力プレスリリース（平成 25 年 9 月 18 日）

[https://www.tohoku-epco.co.jp/pastnews/normal/1184417\\_1049.html](https://www.tohoku-epco.co.jp/pastnews/normal/1184417_1049.html)

## 2) 増強方法 B1：ダム発電容量の増加、B2：未利用流量の有効活用

### 湯川発電所（水路式・調整池式、1997年再開発）（調整池有効容量を増加させた事例として採用）

湯川発電所は、長野県信濃川水系犀川に設置された東京電力リニューアブルパワー

(株) 保有の水路式発電所（最大出力 6.0MW、最大使用水量 3.5m<sup>3</sup>/s）で、運開以来 69 年（1997 年当時）が経過し、水路、主要機器および発電所建屋の老朽化が進み設備の更新が必要となっていた。

更新にあたり、河川利用率が 27%と低く使用水量の増量が可能なことかつ近年の電力需要の増から kW 価値が高まってきたことを背景に、増取水、調整池容量の増大により増出力を図ることとした。経済性評価の結果、再開発後の最大使用流量は経済的に最も有利となる 9.0m<sup>3</sup>/s とし、最大出力は 17.4MW（増出力率 190%）に増強した。

犀川、湯川、半ノ木沢溪流取水口は流用（拡幅）し、新設導水路によりセバ谷調整池に導水し、同調整池は既設流用を基本に拡幅掘削と法面保護工により一部を改造し有効容量を増大（40.9 千m<sup>3</sup>→57.4 千m<sup>3</sup>）させた。調整池以降は、サージタンクのみ既設を拡幅し、圧力水路、発電所等は全て新設（更新）した。計画にあたっては、既設流用、地質を考慮したトンネルルート、工法の選定等、コストダウンを指向した比較設計を細部にわたり実施し、全体的な設計・施工計画を策定した。

また、本計画は工事計画地域全体が国立公園内にあり、環境対策面での十分な配慮が必要であり、周辺環境保全の観点から現位置撤去・新設とし、発電所建屋形状と色彩への環境配慮、ならびに河川維持流量放流を考慮した沈砂池ならびに魚道の設計を実施した。当地点にはヤマメ、イワナ等が生息していることから、生態系の確保として年間を通じて魚道より河川維持流量を放流することとした。また、工法も環境面を考慮し、長孔静的破砕剤工法を採用した。



湯川発電所（再開発後）



湯川発電所水圧鉄管（再開発後）

図 3-12 湯川発電所再開発概要

出典：電力土木 1995 年 7 月、水カドットコム

<http://www.suiryoku.com/gallery/nagano/yugawa/yugawa.html>

### 3) 増強方法 B1：ダム発電容量の増加、C：利用可能水位の高水位化

#### 新野川第一発電所（ダム水路式・貯水池式、2010 年再開発）

新野川第一発電所（山形県企業局）は、最上川水系置賜野川に位置する 1954 年に運転開始した野川第一発電所（最大出力 6.1MW、最大使用水量 10m<sup>3</sup>/s、有効落差 73.3m）の取水ダム（菅野ダム）が、国土交通省の長井ダム建設に伴い水没するため、既設発

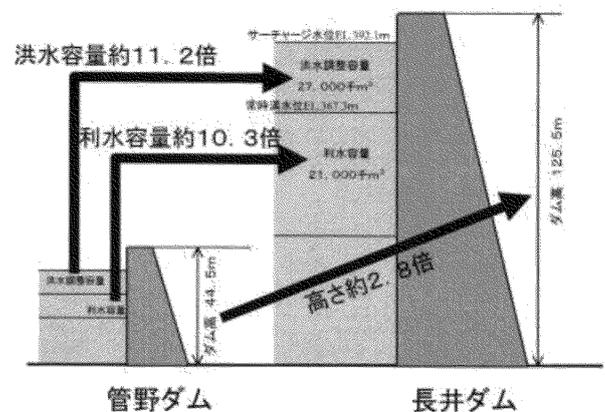
電所の上流に移設・再開発されたものである。ダムの大型化に伴い最大出力 10MW (増出力 66%)、最大使用水量  $12\text{m}^3/\text{s}$ 、有効落差 99.9m に増強された。

水車には、経済性比較により高落差に適用可能な大型の可動羽根角度調整機構を有する立軸斜流水車が採用された。また水車ガイドベーンおよびランナベーンの制御に、新しいタイプの電動操作式サーボモータ (ハイブリッドサーボシステム) を採用し、圧油装置を省略して保守管理の省力化を図った。

既存発電所の補償に関しては、「公共事業の施行に伴う公共補償基準要綱」(昭和 42 年 2 月閣議決定)において、既存公共施設等に対する補償は機能回復が図られるよう行うものと定められているが、今回の事例では既存発電所の移設補償は合理性が認められなかったため「廃止発電所補償基準」により補償を受け建設を行った。



新野川第一発電所



新野川第一発電所新旧比較

図 3-13 新野川第一発電所再開発概要

出典：IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集

[https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th\\_a11/jp/13.pdf](https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/jp/13.pdf)

水力ドットコム：[http://www.suiryoku.com/gallery/yamagata/n\\_nogaw1/n\\_nogaw1.html](http://www.suiryoku.com/gallery/yamagata/n_nogaw1/n_nogaw1.html)

#### 4) 増強方法 B2：未利用流量の有効活用

##### 奥裾花第二発電所（ダム式・貯水池式、2017 年再開発）

奥裾花第二発電所は、長野県信濃川水系裾花川に 1979 年に運開した奥裾花発電所（最大出力 1.7MW）に隣接して増設された長野県企業局保有の最大出力 1.0MW のダム式発電所である。

本発電所は既設の奥裾花発電所では利用しきれずに、奥裾花ダムから放流していた春の融雪水  $2.5\text{m}^3/\text{s}$  を有効活用する発電所として建設された。ダム直下の圧力管路から分岐し、建屋を含む水車・発電機を増設し合計 2.7MW とした。

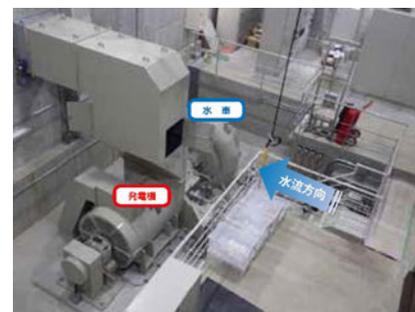
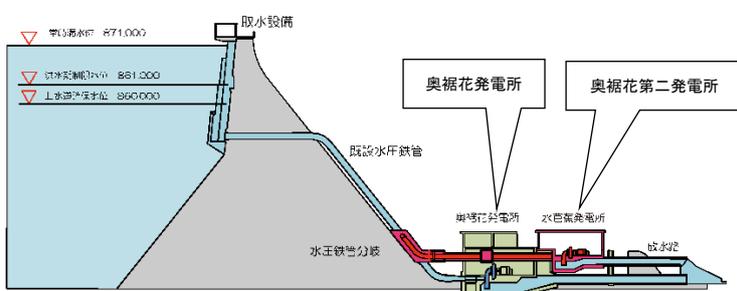
発電した電気は、民間電気事業者である丸紅新電力（株）に売電し、自然エネルギーを専門に販売しているみんな電力（株）を通じて大都市に販売されており、東京都世田谷区立保育園約 40 園や名古屋・大阪の民間企業で使われている。電気の基本料金の中に発電所への応援料を上乗せする代わりに、応援した発電所から地元の特産品等

が送られてくる仕組みで地域振興に貢献している。立地地域の見学ツアーも開催されており、電気販売利益の一部を県政の発展にも活用している。

## 長野県と都市部をつなぐ電力販売(長野県企業局)

- ・新規2発電所(高遠及び奥裾花第2)の電力を、大都市へ販売。
- ・需要家は、応援したい発電所を選び、電力を購入。料金の一部を応援料(100円/月)として発電所に還元。
- ・応援料は、需要家に対する発電所や立地地域の見学ツアー、県産品プレゼントなどに活用。
- ・世田谷区立保育園、約40園への電力販売

### 【電力販売のスキーム】



奥裾花・奥裾花第二発電所(再開発後)

奥裾花第二発電所 水車・発電機

図 3-14 奥裾花第二発電所に関わる電力販売スキームと発電所概要

出典：長野県企業局パンフレット

<https://www.pref.nagano.lg.jp/kigyo/documents/documents/dennryokuhanbai.pdf>

<https://www.pref.nagano.lg.jp/hokuhatsu/sisetu/documents/mizubasyoupanf.pdf>

## 5) 増強方法 B2：未利用流量の有効活用

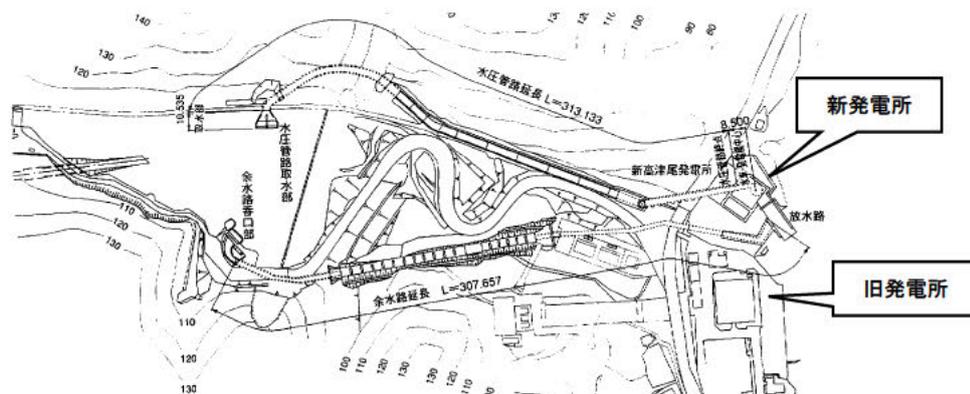
### 新高津尾発電所（水路式・流れ込み式、1999 年再開発）（B2 は水路式・流れ込み式の事例が多いことから採用）

和歌山県日高川水系日高川に 1918 年に運開した関西電力（株）保有の旧高津尾発電所（最大出力 5.8MW、最大使用水量 14.4m<sup>3</sup>/s）の老朽化に伴い、既設発電所の更新・拡充を目的に新高津尾発電所が建設された。

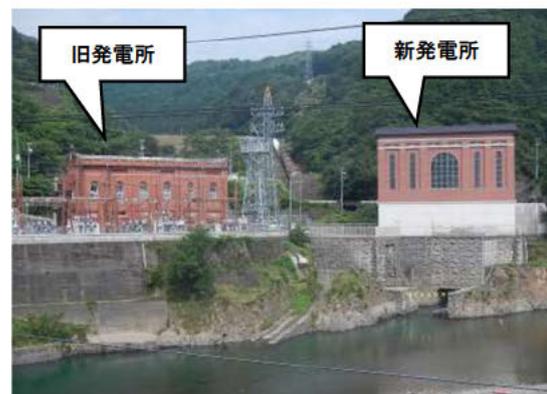
日高川の河川流量が豊富であり、上流および下流の発電所の最大使用水量が 30m<sup>3</sup>/s 以上であることから、水力資源の有効活用と電力の長期的な安定供給性確保の観点から発電使用水量を既設の約 2 倍である 32m<sup>3</sup>/s とし、最大出力は 8.0MW（138%）増加して 13.8MW とした。既設堰堤を流用し、使用水量増量のため取水口を拡幅し、増量分の水量を水槽に導くための導水路トンネル、水圧鉄管、水車・発電機を増設した。

環境対策として、旧発電所時代は産卵のために河口に下る鮎が取水口に迷入し、水路を経て水車を通過することにより切断障害が発生していたが、新たに落鮎迷入防止スクリーンと落鮎流下ゲートを取水口に設置することで落鮎迷入対策を図り、鮎の生態系保護・育成に貢献している。なお、維持流量についても、河川管理者の指導、地元住民の理解を得て、従前の約 5.7 倍の 2.3m<sup>3</sup>/s を放流するものとした。

また、旧発電所（煉瓦造り）は和歌山県の近代文化遺産であるため、増設された新発電所もそれに調和した外観となるよう景観設計を実施した。



落鮎迷入防止スクリーン



新・旧高津尾発電所

図 3-15 高津尾発電所再開発概要

出典：IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集、電力土木 1997 年 9 月

[https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th\\_a11/jp/10.pdf](https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/jp/10.pdf)

6) 増強方法 B2：未利用流量の有効活用、B4：同一流域のダム・調整池の連携

第二上野尻発電所（ダム式・調整池式、2002年再開発）

第二上野尻発電所は、福島県阿賀野川水系阿賀川に設置されている東北電力（株）保有の上野尻発電所（最大出力 52MW、最大使用水量 430m<sup>3</sup>/s）に、水力発電所間の使用流量の不均衡を是正し、河川の一貫運用を図ることを目的として増設された。既設上野尻ダムをそのまま利用し、ダム右岸の既設発電所脇に出力 13.5MW、最大使用水量 100m<sup>3</sup>/s のダム式発電所一式（取水口、放水路を含む）を増設した（増出力率 26%）。

既設発電所との併設により合計最大使用水量は 530m<sup>3</sup>/s となり、上流に位置する山郷・第二山郷発電所の合計最大使用水量 524m<sup>3</sup>/s および下流に位置する豊実・第二豊実発電所の合計最大使用水量 540m<sup>3</sup>/s との不均衡が解消され、かつそれにより下流の豊実調整池を高水位で運転することが可能となり、豊実・第二豊実発電所の発電電力量を増加させる効果も得られた。

本再開発の最大の特徴として、建設コスト・維持管理コスト低減を目的に、水車・発電機にこの規模の実機適用としては世界初となる立軸バルブ水車を採用した。また、放水口工事を冬期渇水期に限定施工することにより設計水位を下げ、放水口仮締切り工事の合理化を図り、取水口・発電所基礎についても、地下 3 階までは矩形断面で構築しそれ以深は小判型断面として、工事費低減に注力した。

また、発電所地点は、只見・柳津県立自然公園の普通地域に指定されており、建物の屋根形状や色彩等への配慮や廃止されていた魚道の復活工事等、周辺環境との調和推進を図った。かつ建設時は地域協調活動（地域イベント等への参加）も積極的に実施し、地域の理解と協力を得られるよう努力した。

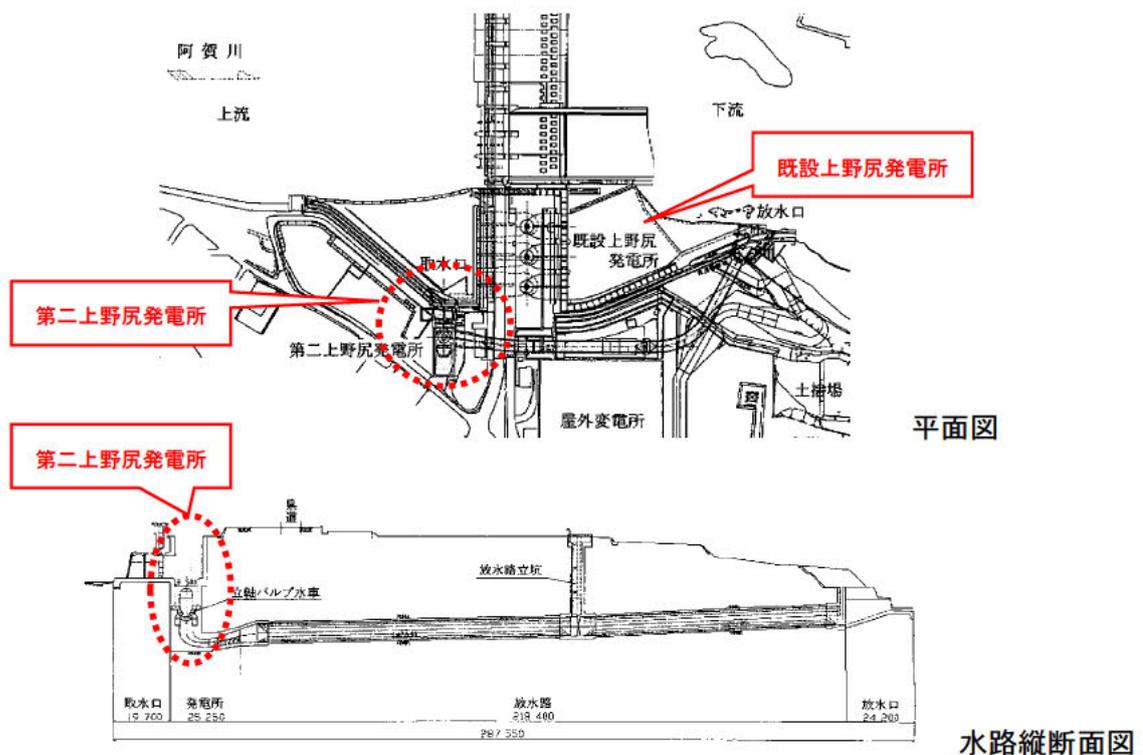


図 3-16 第二上野尻発電所再開発概要 出典：電力土木 2000 年 3 月

## 7) 増強方法 B2：未利用流量の有効活用、C：未利用落差の活用

### 新下平・新小荒発電所（水路式・流れ込み式、2002 年再開発）

下平発電所とその直下流の小荒発電所は、新潟県阿賀野川水系実川に位置する東北自然エネルギー株式会社保有の流れ込み式発電所である。運開から 70 年以上が経過し老朽化が進行し、かつ河川水利用率が 57%程度と低かったことから、水資源の有効利用の観点から再開発が実施された。再開発により、新下平発電所は最大出力を 3.8MW（最大使用水力 3.3m<sup>3</sup>/s、有効落差 153.4m）から 17.3MW（9.5m<sup>3</sup>/s、221.5m）に、新小荒発電所は 3.7MW（7.8m<sup>3</sup>/s、64.7m）から 11.0MW（17.0m<sup>3</sup>/s、77.1m）になり、併せて 276%の増出力となった。また、新下平発電所直上流に位置する東北電力（株）実川発電所と新小荒発電所の 3 発電所の各水路を連結させ水系の一貫運用を行うものとした。

既設下平発電所設備のうち取水ダム、沈砂池および導水路トンネルは改良・拡幅により再利用したが、他設備は全て新設し発電所は移設した。導水路については、一部をトンネル掘削時の一次覆工で施工した PF モルタル吹付のみとし二次覆工を行わない等のコストダウンを図った。また既設小荒発電所設備は、取水ダムを改良したが他設備は全て新設し発電所は移設した。

新小荒発電所を移設することにより、実川の大半が減水区間となってしまうこと、かつ県立自然公園第 3 種特別地域に指定されている区間のほとんどが減水区間となることから「環境影響評価検討委員会」が設置され、主に植生、鳥類、水生生物および河川環境に対する影響と評価について学識経験者からの指導を頂き、河川維持流量については、魚類生息のための水理的な生息条件を満足する流量として、これまでの約 2 倍の流量を魚道から放流することとした。また、工事で発生した伐採木、伐根木および濁水処理プラント汚泥の処分として堆肥処理を行い再生利用を図った。これは産業廃棄物最終処分場への搬入よりも安価に実施できコスト低減効果が得られた。



新下平発電所



新小荒発電所



小荒ダム

図 3-17 新下平・新小荒発電所再開発概要

出典： 電力土木 2000 年 3 月

水力ドットコム：[http://www.suiryoku.com/gallery/niigata/n\\_simdai/n\\_simdai.html](http://www.suiryoku.com/gallery/niigata/n_simdai/n_simdai.html)

水力ドットコム：[http://www.suiryoku.com/gallery/niigata/n\\_koara/n\\_koara.html](http://www.suiryoku.com/gallery/niigata/n_koara/n_koara.html)

8) 増強方法 B4：運用ルール等の改善、同一流域のダム・調整池の連携

小野川・秋元・沼ノ倉発電所（長瀬川系再開発）

長瀬川系 3 発電所は吾妻連峰と磐梯山を流域とする檜原湖、小野川湖、秋元湖を水源とし、小野川湖と猪苗代湖の落差約 280m を利用して昭和 12 年～21 年にかけて運転開始した最大出力合計 130.3MW 貯水池式発電所である。このうち最上流の小野川発電所が建設から 58 年が経過し、水車発電機の老朽化が著しく設備更新の時期になり、また沼ノ倉発電所の最大使用流量（45.3m<sup>3</sup>/s）が上流の秋元発電所（66.9m<sup>3</sup>/s）より小さいことから秋元発電所の最大運転時に一部を無効放流していた。

本再開発は、小野川発電所の設備更新にあたり、貴重な水資源の有効活用及び電力需要逼迫への対応を考慮し、長瀬川系 3 発電所の使用水量を総合的に見直すことによりピーク発電力の増強を図った。再開発後の発電計画規模は、小野川発電所の最大使用水量を 63.5m<sup>3</sup>/s とし、秋元・沼ノ倉では、最大使用水量を 76.9m<sup>3</sup>/s として 3 発電所の合計最大出力を 159.5MW とした。

裏磐梯三湖は、かんがい用水、漁業、観光面でも広く利用されていることから、現行の湖水運用は変更せずに 1 日の発電使用水量の使い方のみを見直すものとし、また環境対策として河川維持流量の放流を考慮した魚道等の放流設備を設置した。

表 3-15 長瀬川系再開発前後の出力等

長瀬川水系 3 発電所再開発工事（1996年～1998年）

発電所	発電所出力(MW)		増率	最大使用水量(m <sup>3</sup> /s)		増率
	既設	再開発後		既設	再開発後	
小野川	26.3	34.2	30%	50.1	63.5	27%
秋元	93.6	107.5	15%	66.9	76.9	15%
沼ノ倉	10.4	17.8	71%	45.3	76.9	70%
計	130.3	159.5	22%	162.3	217.3	34%

事業者) 東京電力リニューアブルパワー

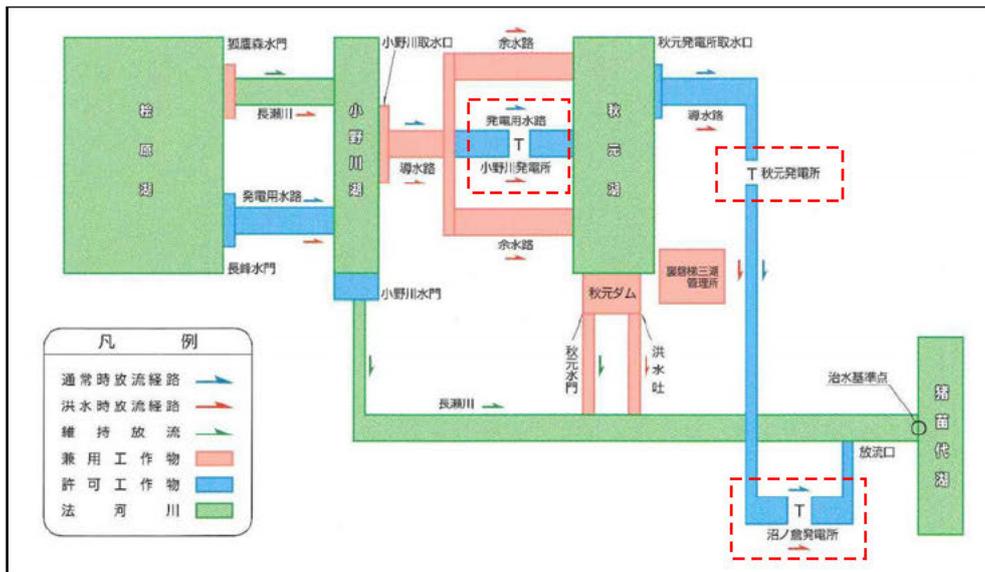


図 3-18 長瀬川系 3 発電所の流域概要

出典：福島県パンフレット「裏磐梯三湖」

[https://www.pref.fukushima.lg.jp/uploaded/life/544811\\_1473566\\_misc.pdf](https://www.pref.fukushima.lg.jp/uploaded/life/544811_1473566_misc.pdf)

9) 増強方法 B4：運用ルール等の改善、高度気象予測による運転計画の見直し

既設ダム発電可能水位の高水位化（ダム嵩上げを伴わない）

実用されている事例は確認できないが、電力会社の HP 等で AI を活用したダム最適運用システムの開発状況等が広報されている。集中豪雨等の発生によりダムへの流入量が増加し、貯水容量を超えることが予想される場合には、ダムからの放流が必要なため、気象等により変化する流入量を事前に予測することが求められている。これについて、近年めざましい進歩を遂げている AI 技術に着目し、流入量予測に活用することで、更に予測精度を向上したダムの最適運用システムの開発が進んでいる。

※1 WinmuSe®は、河川流域での洪水被害を防ぐために瞬時に河川水位を予測し、迅速な警報発令を可能とするために開発されたAIエンジン

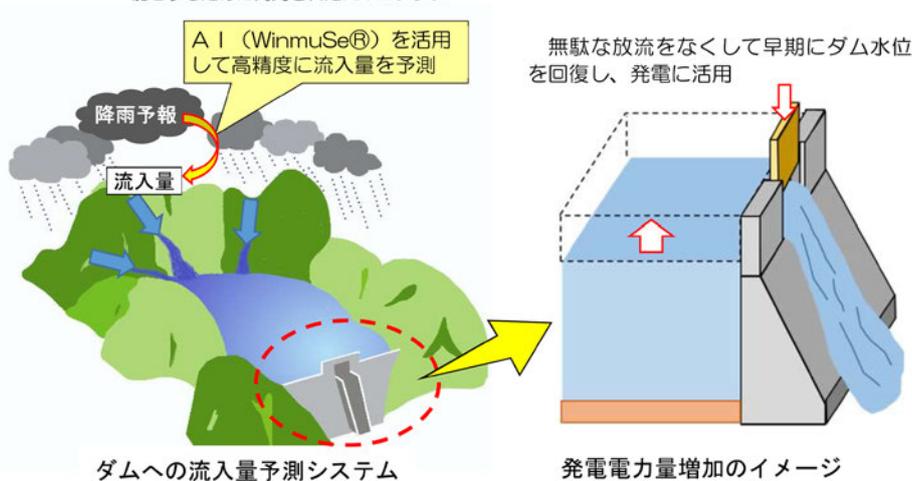


図 3-19 高度気象予測による運転計画の見直し

出典：ニュースリリース（北陸電力・JFE エンジニアリング）

<https://www.rikuden.co.jp/press/attach/200612001.pdf>

表 3-16 高度気象予測による運転計画の見直し等の開発状況

開発事業者	開発概要	出典
北陸電力 JFE エンジニアリング	AI を活用したダム最適運用システムの開発（2020年6月12日ニュースリリース）	<a href="https://www.rikuden.co.jp/press/attach/200612001.pdf">https://www.rikuden.co.jp/press/attach/200612001.pdf</a>
中部電力	ダム管理における DIAS 活用への期待(2016年8月1日 DIAS シンポジウム 2016) ※ データ統合・解析システム（Data Integration and Analysis System）	<a href="http://diasjp.net/wpr/wp-content/uploads/2016/09/DIASsymposium2016_09.pdf">http://diasjp.net/wpr/wp-content/uploads/2016/09/DIASsymposium2016_09.pdf</a>
東京電力 HD	水力発電用ダムの運用高度化に向けた共同研究（2017年2月15日広報）	<a href="https://www.tepco.co.jp/press/release/2017/13770018706.html">https://www.tepco.co.jp/press/release/2017/13770018706.html</a>
関西電力	発電運用効率化技術の研究：IoT 技術、ビッグデータ分析等の AI 技術により、水系一貫の運用を実施している水力発電所群に対して「流入量予測技術の高度化」、「水系全体での発電電力量の最大化」を目指す。(2018.7～2019.3)	<a href="https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2018/pdf/0918_2j_01.pdf">https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2018/pdf/0918_2j_01.pdf</a>
電源開発	ダムの運用改善について（令和元年11月） 池原・風屋ダムにおいて、暫定目安水位を気象予測技術、ダムの構造上の特性、下流利水者等への影響等を総合的に勘案して、同社が自主的に対応できる限界で設定、平成30年度暫定運用を検証次年度以降の運用のあり方を継続して検証。	<a href="https://www.kkr.mlit.go.jp/river/iinkaikatsudou/ol9a8v000001vv27-att/012_siryou2-6.pdf">https://www.kkr.mlit.go.jp/river/iinkaikatsudou/ol9a8v000001vv27-att/012_siryou2-6.pdf</a>

10) 増強方法 B4：運用ルール等の改善、同一流域のダム・調整池の連携、高度気象予測による運転計画の見直し、治水ダム等との連携

実際に適用されている事例は確認できなかったが、同一流域内の連携として、近年、カーボンニュートラル、治水対策の両面から治水ダムとの連携が着目されている。気候変動対策としての流域治水のための法整備が進んでいるが、これに伴う利水ダムからの無効放流の低減や効率的な放流方法によって電力量増大を狙う協議が河川管理者・発電事業者間で活発化している。

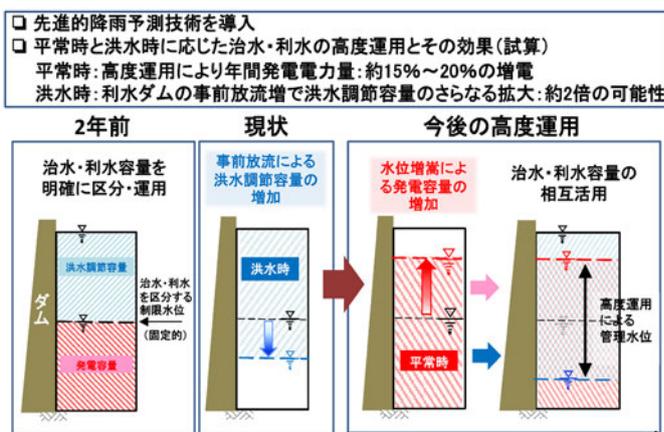
一般社団法人日本プロジェクト産業協議会（JAPIC）は、「JAPIC 水循環委員会提言「激化する気候変動に備えた治水対策の強化と水力発電の増強」（令和3年6月）」として、治水対策強化とカーボンニュートラル実現に向けた緩和策としての水力発電増強を両立させるダムの高度運用と統合運用を提言している。

（参考 URL：<http://www.japic.org/information/196.html>）

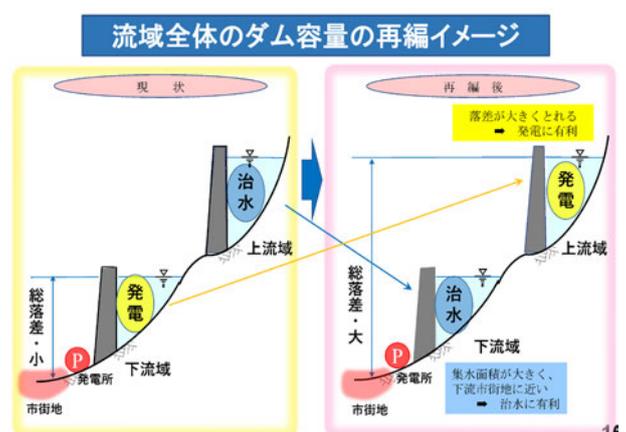
高度運用としては、治水機能の強化に合わせ水力発電の増強を提言しており、これには治水ダムへの発電設備の新設や、事前放流を含む貯水池運用の弾力化などの施策を挙げている。重要要素として、前述の先進的降雨予測技術の開発・導入が重要な位置付けとなっており、併せて新たな技術開発が必要であることが述べられている。

また、統合運用として、流域全体として、ダム容量の再編および治水・利水統合運用を行うことで、治水・利水の強化を図るとしている。具体的には、流域全体としてのダムの配置状況（個々ダムの流域面積、貯水容量、流況、治水・利水効果等）を総合的に評価して再編を進めるべきとしている（下イメージ図参照）。

さらに、関連人材の確保と育成、第6次発電水力調査の実施、水力再開発促進に関わる公的支援策の必要性にも触れている。国のグリーン成長戦略や国土交通グリーンチャレンジと繋がる取組みとして注目される。



ダムの高度運用のイメージ図



流域全体の統合運用のイメージ図

図 3-20 気候変動に備えた治水対策の強化と水力発電の増強イメージ図

出典：一般社団法人日本プロジェクト産業協議会（JAPIC）HP JAPIC 水循環委員会提言説明資料

[http://www.japic.org/information/assets\\_c/2021/07/20210712\\_02.pdf](http://www.japic.org/information/assets_c/2021/07/20210712_02.pdf)

11) 増強方法 C : 利用可能水位の高水位化、未利用落差の活用、B1 : ダム発電容量の増加  
新帝釈川・帝釈川発電所（ダム水路式・貯水池式、2006 年再開発）

帝釈川発電所は、広島県高梁川水系帝釈川に設置された 1924 年運開の中国電力(株) 保有のダム水路式発電所（最大出力 4.4MW (5.7m<sup>3</sup>/s)）である。帝釈川ダムは完成後約 80 年が経過し、トンネル式洪水吐の放流能力が小さく貯水池運用に制約があること、最大 35m の未利用落差が存在していることからダム・発電所の再開発を実施した。

既設の帝釈川発電所は、支流の福柵川からのみの流込み式取水に変更し、出力規模を 4.4MW から 2.4MW (3.1m<sup>3</sup>/s) に縮小した一方で、圧力導水路 (4,485m) を新設し、帝釈川ダムの未利用落差を利用した 11MW (10.0m<sup>3</sup>/s) の新帝釈川発電所を増設した。2 発電所の合計出力は 13.4MW となり 4.4MW から 205%の増出力となった。併せてダム堤体を改造し、洪水処理能力の向上と安定性(耐震性)の向上を実現した。また LWL を約 20m 上げる(有効貯水量を減らす)ことにより、貯水池の観光的価値を高めるとともに高水位運用により発電量の増加を図った。

建設にあたっては地域経済への貢献(地元下請、資材調達)に努めかつ地元観光やインフラ整備に最大限配慮した工事計画とした。また工事見学会の実施や工事情報誌の発行、地域行事への積極的参加等により、地域に密着した開かれた工事を展開した。

ダム周辺地域は、国指定の名勝および国定公園第 1 種特別地域に指定され、地元の貴重な観光資源でもあるため、環境保全に最大限配慮し自然改変を極小とし、周辺環境・景観との調和を考慮したダム設計とした。また防音対策や移植等、貴重動植物の保護対策を推進した。

なお、工事費の一部に中小水力発電開発費補助金の交付を受けている。

再開発候補地点としての長い歴史があり、工事着工前から地域との良好な関係が構築・継続されていたことや、再開発の必要性について環境関係専門家の理解が醸成されていたこと等も再開発が円滑に進んだ要因と考えられる。



帝釈川ダム(再開発後)



関係位置図



帝釈川ダム標準断面図

図 3-21 新帝釈川・帝釈川発電所再開発概要

出典 : IEA 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強 第二次事例収集、電力土木 2006 年 7 月

[https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th\\_a11/jp/32.pdf](https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/jp/32.pdf)

## 12) 増強方法 C : 未利用落差の活用

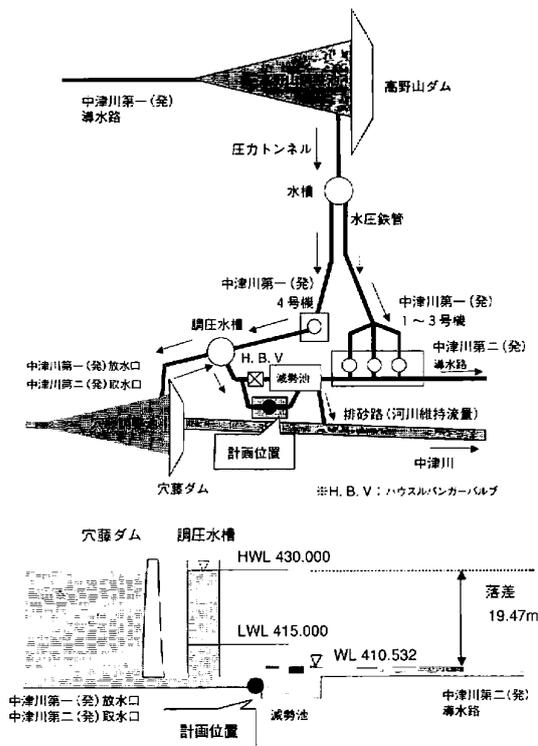
### 中津川第二発電所（水路式・調整池式、2002 年再開発）（ダム再開発を伴わない事例として採用）

中津川第二発電所は、新潟県信濃川水系中津川に設置された発電所で、大正 11 年に運転開始以来、平成 6 年の改造を経て、最大出力 20.7MW を発電する東京電力リニューアブルパワー（株）保有の水路式発電所である。本再開発は、水資源の有効活用を図るため既設の穴藤ダム調整池と導水路間の未利用総落差 19.47m を活用し、水車・発電機を増設し、最大流下量 12.66m<sup>3</sup>/s、最大出力 1.8MW（8.7%）の増出力を図ったものである。年間発電電力量は 7,645MWh の増となる。再開発により中津川第二発電所の最大出力は 22.5MW となった。

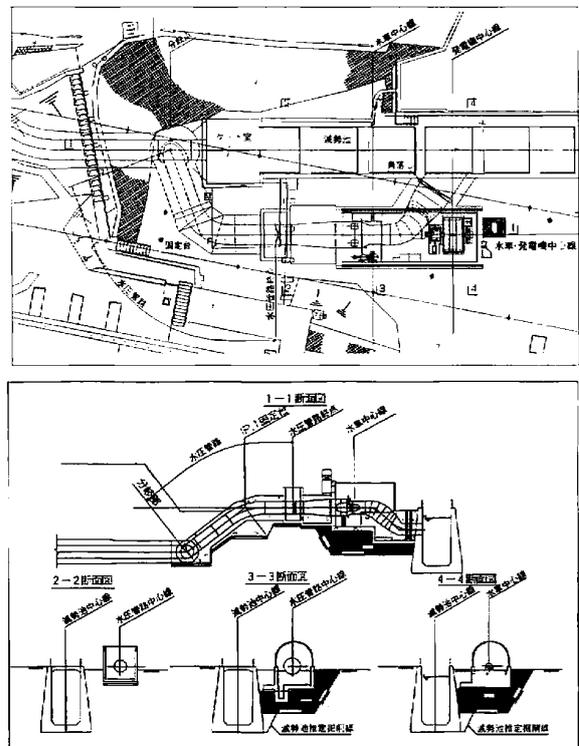
増設機の設置位置は、落差との位置関係から、中津川第二発電所の取水調整を行っている中津川第一発電所の放流弁室付近が選定された。増設水車は、コストダウンと据付工法の制約から S 型チューブラ水車が採用され、落差及び流量が変動するためランナペーンを可動翼とし、広い運転領域で高効率運転を可能にした。加えて補機の選定、建屋等についても簡略化、規模縮小化を図り、低コストによる増出力を図った。

増設機は中津川第二発電所の取水指令値に対して不足水量分を既設放流弁に代わって放流する役目を担うため、使用水量は 1 日の中でも変動し、年間においても増設機下流の河川維持流量によって変動するため、使用可能流量は約 2m<sup>3</sup>/s～15m<sup>3</sup>/s となる。

当該地点では、クマタカ・オオタカ・ハチクマの飛翔が確認されたため、工事実施にあたり猛禽類に対する環境配慮として、掘削、コンクリート撤去作業時の施工機械は極力低騒音型を使用するとともに、工事中は常時騒音測定による管理を実施した。



増設計画位置図・断面概念図



増設計画平面・断面図

図 3-22 中津川第二発電所再開発概要 出典：電力土木 2003 年 7 月

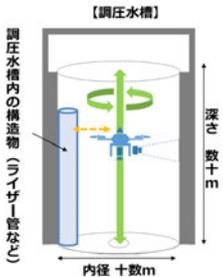
### 13) 増強方法 D : 運転可能時間の長時間化

#### ドローンを活用した点検時間の短縮事例

再開事例としては確認されないが、水力発電所の導水施設、電気設備、土木設備、建築物等の点検について、近年、設備点検等で実用化が進んでいるドローンに着目した点検時間の短縮事例が事業者のニュースリリース等で確認できる。

導水施設、電気設備の点検においては発電所の運転停止を伴う場合があることから、ドローンを活用した点検時間の短縮は、発電電力量増において効果的である。

表 3-17 ドローンを活用した点検時間の短縮事例

事業者	概要	出典
関西電力	水力発電所導水路の内部点検に活用する水面ドローンの概要 ※詳細は後述する (2020年6月11日プレスリリース)	<a href="https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2020/pdf/0611_1j_01.pdf">https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2020/pdf/0611_1j_01.pdf</a>
自律制御システム研究所 (ACSL) 北海道電力 中国電力 沖縄電力	水力発電所の調圧水槽点検用「非 GPS 対応自律飛行ドローン」の開発について (2021年3月4日ニュースリリース) 調圧水槽内壁の詳細な点検をする必要がある場合は、命綱を装着した作業員が上部から吊り下がり、直接、ひび割れ等の状況を確認することから、安全面や作業効率面に課題があったが、こうした課題を解決するため、近年、設備点検等で実用化が進んでいるドローンに着目し、電力会社の協力を得て、調圧水槽内点検に活用できるドローンの開発を進めてきた。	<a href="https://prtmes.jp/main/html/rd/p/000000028.000042802.html">https://prtmes.jp/main/html/rd/p/000000028.000042802.html</a> 
電源開発 KDDI	電力設備のドローン点検実証について (2021年11月18日ニュースリリース) 全国約40カ所の電力設備をドローンで撮影、三次元モデル化等を実施し、点検への適用に向けた実証を行う。 ダム・配電線・建屋等の電力関連設備をドローンで撮影、三次元モデル化し、設備異常の自動検出や経年劣化状況の解析といった技術を用いて、作業効率化、既存の点検作業との精度の比較や代替可能性等を検証する。 (図 3-24 参照)	<a href="https://www.jpower.co.jp/news_release/pdf/news211118-2.pdf">https://www.jpower.co.jp/news_release/pdf/news211118-2.pdf</a>  実証で撮影したデータから三次元化した例: 糠平発電所

上記関西電力の事例 (図 3-23 参照) について、水力発電所の導水路は、大規模損傷につながる様々な劣化を把握するために、定期的に発電を停止し、導水路内の水を抜いた上で、点検員が数kmにも及ぶ導水路を歩きながら目視で点検作業を行っている。一方で、この点検方法では、発電停止による発電電力量の減少が大きい点や、点検員の負担が大きいことに加えて、導水路のトンネルは暗所であることから錆や損傷箇所を確認しにくい点等の課題がある。これらの課題を解消するために、導水路の点検に用いることができる浮体式の水面ドローンを開発した。水面ドローンには同社が開発した推進速度を抑えつつ導水路の壁面近くを安定的に走行する技術を導入しており、発電を継続した状態でも導水路内部を鮮明な映像で確認できるようになった。また、搭載カメラで撮

影した点検映像を解析し点検距離を算出する技術によって、錆や損傷個所の正確な位置を把握できる。これにより、発電所を停止することなく、また点検員の入坑が不要になるため、安全かつ負担も少ない点検が可能となった。本水面ドローンは、同社の水力発電所の約 90 箇所での活用により、点検にかかる日数を約 90 日短縮することを見込んでいる。

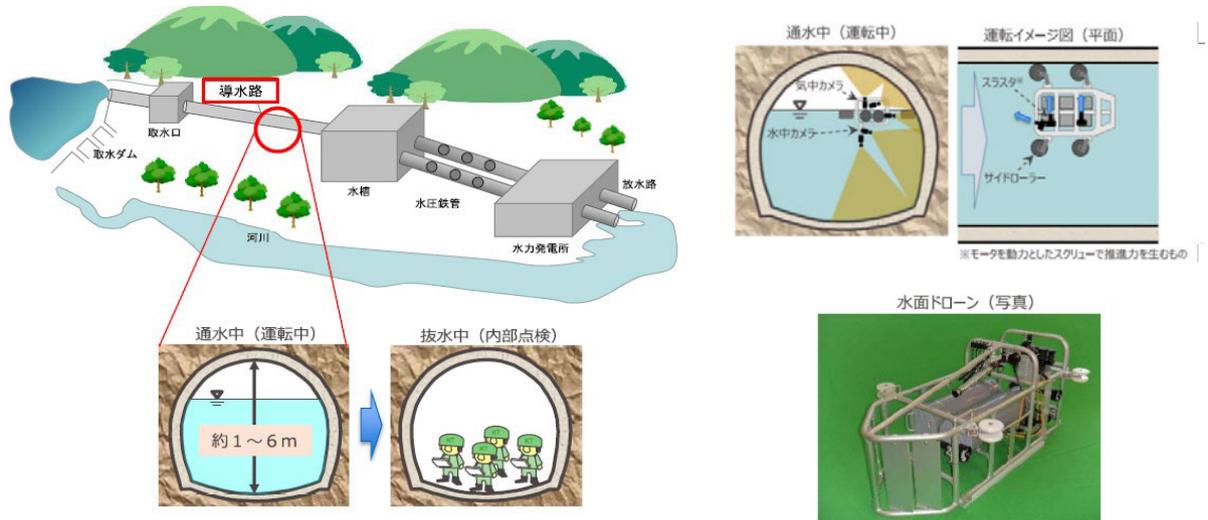


図 3-23 水力発電所導水路の内部点検に活用する水面ドローンの概要

出典：関西電力

[https://www.kepcoco.jp/corporate/pr/2020/pdf/0611\\_1j\\_01.pdf](https://www.kepcoco.jp/corporate/pr/2020/pdf/0611_1j_01.pdf)



図 3-24 ドローンによる水力発電設備点検のイメージ図

出典：電源開発

[https://www.jpowers.co.jp/news\\_release/pdf/news211118-2.pdf](https://www.jpowers.co.jp/news_release/pdf/news211118-2.pdf)

### 3.3.8 系統制約における課題

再開発において具体的に解決できたという事例は確認されていないが、近年の FIT 施行に伴う太陽光発電の増大から系統に対する制約は全国的に顕著であり、発電用ダムにおいても、既に取得している水力発電の系統連系枠を超えて連系容量を増やすことは基本的に制約を伴うと考える。

本項では、資源エネルギー庁がホームページに掲載する「再エネの大量導入に向けて～「系統制約」問題と対策」を基に、系統制約における課題と国内での取組みを整理する。(参照 URL : <https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/saiene/keitouseiyaku.html>)

#### (1) 需給バランスとは

発電や送電、あるいは変電や配電のために使う電力設備が繋がって構成するシステム全体のことを「電力系統」と呼ぶ。近年の蓄電池技術の進展により少量の電気を蓄電することが可能となりつつあるが、発電した電気は同時同量にて消費する必要があるため、電力系統のなかで重要な問題のひとつが、需要＝電力利用量と供給＝発電量のバランスをとることである。

電気は、需給のバランスがくずれてしまうと周波数に乱れが生じ、発電所の発電機や工場の機器に悪影響を与え、最悪の場合は大規模停電につながる。

そこで、常に需要と供給の量がバランスするようコントロールすることが求められ、電気の需要は季節あるいは 1 日のなかでも変化するため、需給バランスを取るために様々な工夫が必要である。

しかし、発電量が天候によって左右される太陽光や風力等の再エネ由来の電気は、そのコントロールが難しく、現在は再エネ由来の電気を電力系統に導入する際には、火力発電等で発電量を調整して、需給バランスが崩れることを防いでいる。

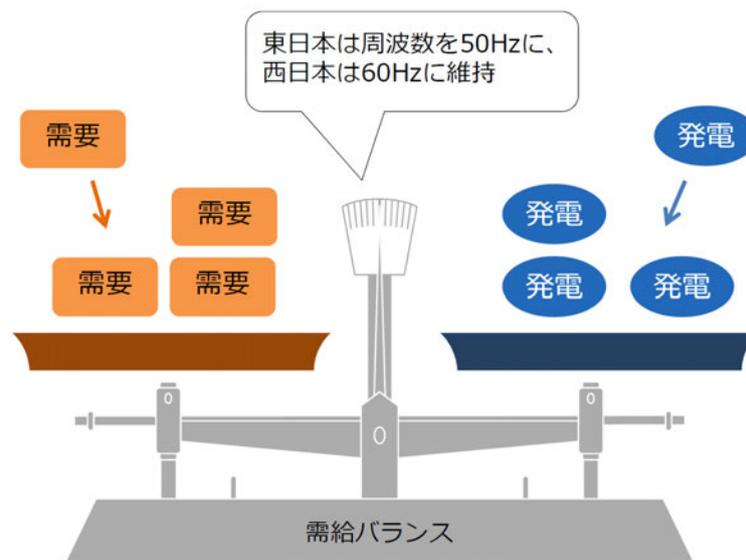


図 3-25 需給バランスのイメージ

出典) 資源エネルギー庁 HP

## (2) 国内の系統構成と欧州との比較

南北に細長く、海に囲まれた日本では、需給バランスに伴う余剰電力を他国へ融通することができないため、需給バランスの管理は基本的にエリア毎で行なっている。各エリアは隣のエリアと繋がっているが、送電系統容量の問題から流せる電気の量は限られており、北から南まで、まるで1本の串で刺した「串だんご」のような状態と言える。このようにエリア毎に管理する系統構成は、電気の流れを管理しやすく、あるエリアで停電が発生した場合でも他のエリアは影響を受けにくい利点がある一方、離れたエリア間で大容量の電気を融通することが難しいという課題を合わせ持つ。

一方、国同士が陸続きの欧州の系統構成は、網の目のように電力網が張りめぐらされた「メッシュ状」になっており、他の国やエリアとの電気の融通が容易に可能である。ただし、停電が発生したときには広い範囲に影響がおよぶリスクがある。

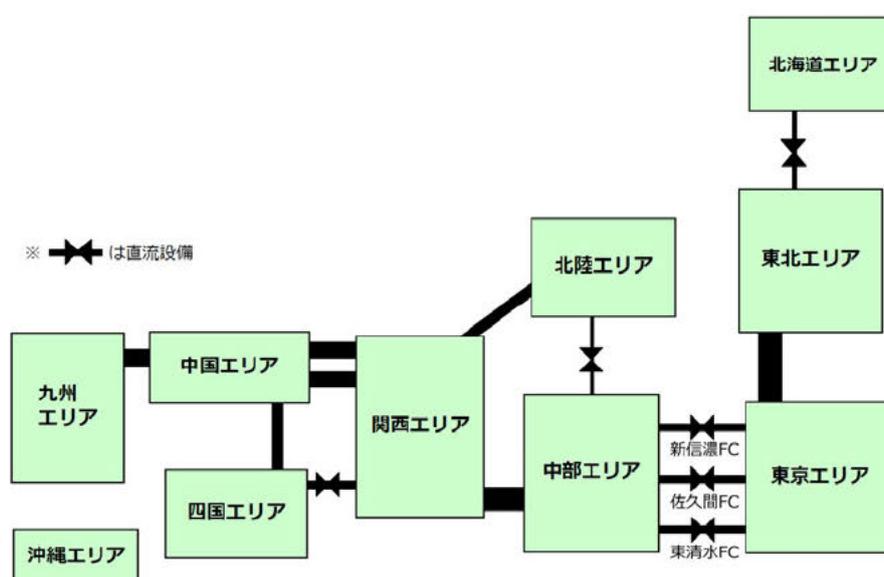


図 3-26 日本の系統構成

出典) 資源エネルギー庁 HP

表 3-18 国内の系統構成と欧州との比較

項目	日本	欧州
系統構成のイメージ	北から南まで、1本の串で刺した「串だんご」のような状態	国同士が陸続きのヨーロッパでは、まるで網の目のように電力網が張りめぐらされた「メッシュ状」
利点	✓ あるエリアで停電が発生した場合でも他のエリアは影響を受けにくい。	✓ 他の国やエリアとの電気の融通が容易に可能である。
課題	✓ 離れたエリア間で大容量の電気を融通することが難しい。	✓ 停電が発生したときには広い範囲に影響がおよぶ。

出典) 資源エネルギー庁 HP を基に整理

### (3) 系統制約における課題

再エネ由来の電源が急速に拡大していくにつれて、系統制約は大きな課題となっており、様々な取り組みを通じて緩和・解消する必要がある。太陽光発電や風力発電といった再エネ由来の電源が、日本の電力系統に大量に入ってくることで生じる系統制約は、「容量面での系統制約」と、「変動面での系統制約」に大きく分けられる。そのうち容量面での系統制約には、「①エリア全体の需給バランスの制約」と、「②送電容量の制約」がある。

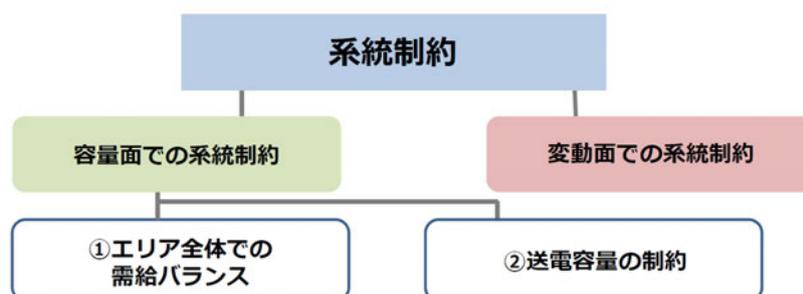


図 3-27 系統制約における課題

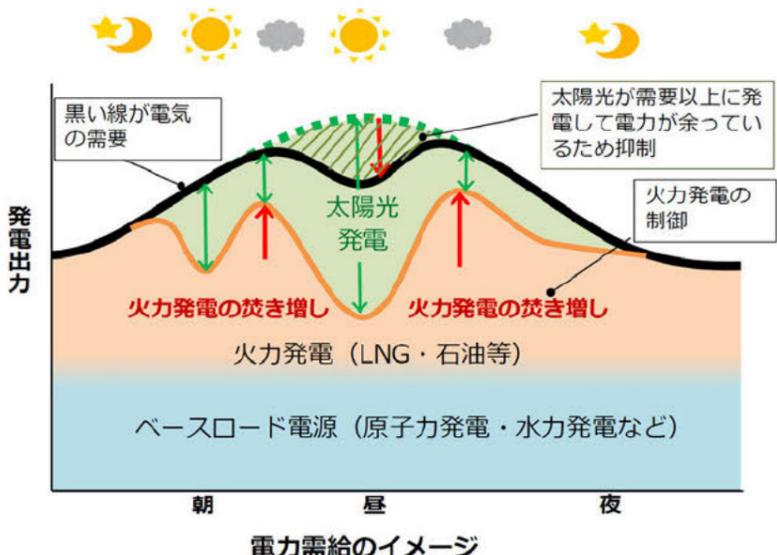
出典) 資源エネルギー庁 HP

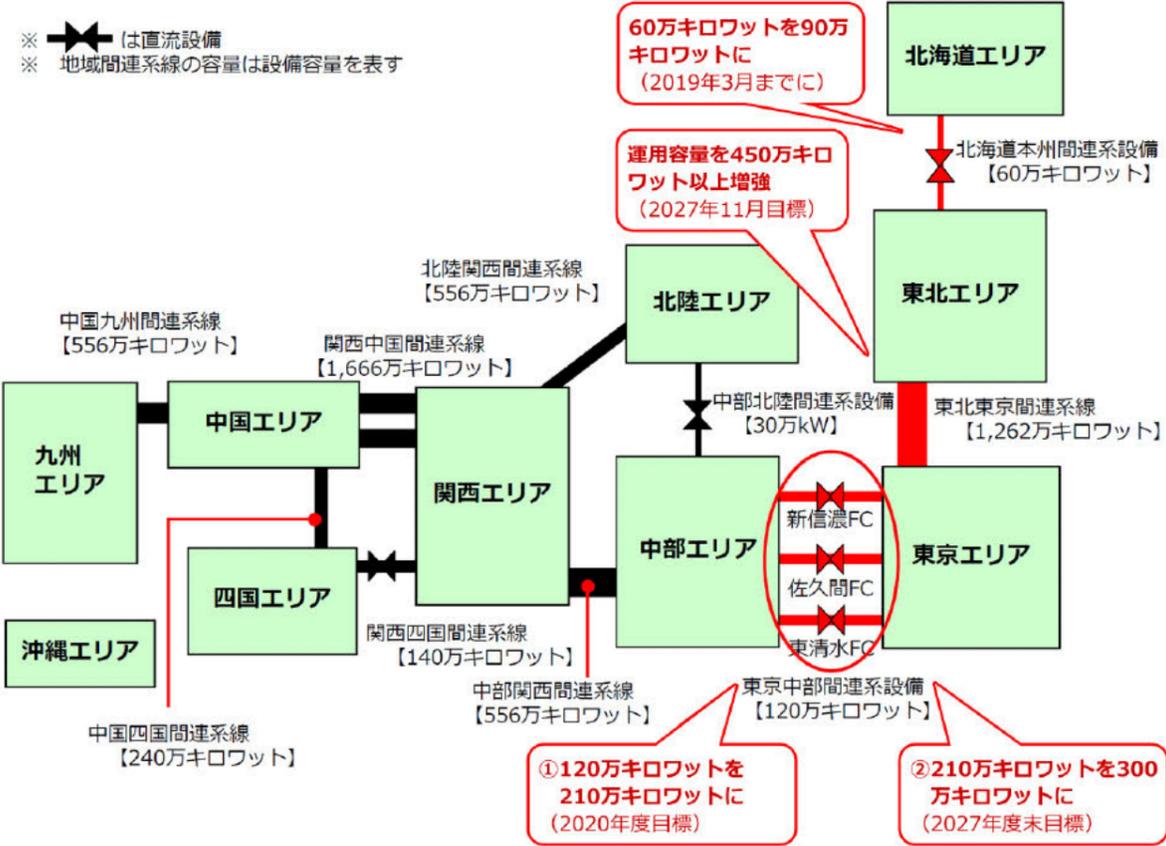
### (4) 系統制約に向けた取り組み

系統制約問題に対する具体的な取り組みを表 3-19 に示す。また、同取り組みに対する水力の再開発への適用についての考察を同表に併記した。

再エネの導入を進めるためには、系統制約の問題を解決することが必須であり、今後も、制約をできるだけ緩和し解消するための、さまざまな取り組みが行われる予定である。

表 3-19 系統制約に向けた取組み

取組み	概要	水力再開発への適用
<p>1. 優先給電ルール</p> <p>容量面での制約対策 (1)</p>	<p>電力の需給バランスに伴い、「エリア全体の需給バランス」をとるため、需要以上に電気が発電され余る場合には制約が発生する。そこで、もし需要以上に発電され電気が余る場合には、あらかじめ決められた順に、電源を確実に制御するというルールを設けることで、この制約を緩和している。これは「優先給電ルール」と呼ばれる。</p> <p>電気が需要以上に発電され余る場合には、まず火力発電 (LNG・石炭・石油等) の発電量を減らす。また、ダムを使って発電する揚水発電の動力として電気を使用して、電気の需要を増やす。それでも電気が余る場合には、「地域間連系線」を使って、他のエリアに電気を融通する。さらにはバイオマス発電の出力を制御して、それでも対応できない場合には、太陽光発電、風力発電の出力を制御するという順番になっている。特に、太陽光発電を中心に再エネの導入が急速に進んでいる九州では、今後、再エネの出力制御が見込まれており、こうした対応が確実に実施できるように、出力制御の訓練も行っている。また、再エネの出力制御量を減らすために、地域間連系線のさらなる利用の拡大や、電気が余る時間帯に需要の創出を促すための取り組み等も進めている。</p>  <p style="text-align: center;">電力需給のイメージ</p>	<p>ベースロード電源として利用する一般水力の再開発においては、変動が著しい太陽光発電を優先的に抑制する施策により、系統連系枠の確保が間接的に期待できる。</p>
<p>2. 指定電気事業者制度</p> <p>容量面での制約対策 (2)</p>	<p>エリア内で需給バランスをとるためには、再エネ事業者にも出力制御に協力してもらう必要がある。そこで、事業者が事業を始める際にはあらかじめ制御の可能性があることを知らせ、理解してもらったうえで、事業を開始してもらっている。FIT 法を導入した際に、再エネ事業者は年間 30 日を上限として無補償で出力制御に応じることが義務付けられた。その後の再エネ導入量の増加にともなって、現在は 30 日以上を可能とする「指定電気事業者制度」が取り入れられ、さらなる再エネの受入れを行っている。再エネの導入が拡大している北海道や九州等では、すでに 30 日以上を前提に、再エネ事業者が電力系統へ接続している。</p>	<p>24 時間稼働できる水力発電の特性を活かし、送電線のピークを回避する同制度は、出力を調整できる発電専用ダムにおいてノンファーム接続的な運用が可能であれば、発電電力量増 (kWh 増) において有効な取り組みである。</p>
<p>3. 日本版コネクと&amp;マネージ</p> <p>送電容量の制約対策 (1)</p>	<p>上記の取組みにより再エネの発電量が増えても、現在の送電設備では送電できる容量には限界がある。発電事業者から系統への接続契約の申込みがあれば、その送電容量の中で、申込み受付順に送電できる容量を確保しているが、空きがなくなった場合には、希望に応じて新しい送電設備を作り、増えた容量の中で接続を行う。しかしながら、新しく送電設備をつくるには、多くのコストや時間が必要になる。これが「②送電容量の制約」である。この制約を緩和・解消する方法として、まず既存の系統を最大限活用することが検討されている。「日本版コネクと&amp;マネージ」という方法である。</p> <p>通常、発電事業者が系統への接続契約の申込みを行って送電線の容量を確保するのは、発電所の計画段階である。このため、送電線の空きがないとされる系統でも、送電線の容量を確保した発電所が運転開始前の場合、あるいは、運転開始後でも時期によって稼働していない場合等は、送電線に電気が流れていない時間帯が発生することもある。こうした場所には、別の発電所の接続を新たに契約すると、先に接続契約をしていた発電所が運転する時間帯には送電線の容量が超過となるため、後から接続を申し込んだ発電所が運転の制限を受け事業予見性に影響が出ることになる。</p> <p>しかしながら、イギリス等では、「コネクと&amp;マネージ」という制度のもと、こうした送電上の制約をあらかじめ受け入れる事業者に対して、系統への接続を認めているという例もある。日本でも、海外の仕組みを調べながら、限られた既存の電線をうまく活用して、電源を最大限接続していくことが検討されている。</p> <p>この仕組みが導入されれば、これまでと比べて増強工事を減らしつつ、より多くの電気を送ることが期待できる。</p>	<p>実現できれば、上記と同様に、主に発電電力量増 (kWh 増) において有効な取り組みである。</p>

取組み	概要	水力再開発への適用
<p>4. 間接オークションの導入</p> <p>送電容量の制約対策(2)</p>	<p>既存の電線の利用をさらに効率化しようという対策もとられている。たとえば、エリアとエリアの間で送電するための「連系線」の利用者は、先着順で決められている。その結果、もしコストの安い電源が後から現れた場合であっても、空き容量が十分でなければ連系線を利用できないことになる。</p> <p>こうした状況を見直そうと導入が検討されているのが、コストの安い電源順に連系線を利用できる「間接オークション」というルールである。これにより、再エネを始めとした、より安い電源を送電しようという事業者間の競争も活性化できると考えられる。</p> <p>このほかにも、各エリアの電力会社等のホームページで、電力系統の空き容量を具体的な数値で随時公表したり、電力広域的運営推進機関のホームページで、地域間連系線については5分、地内基幹送電線については30分の周期で利用状況をリアルタイムで公表したりする等、より効率的な電力系統の運用を目指している。</p>	<p>設備容量規模に応じて割安となる大規模一般水力発電が価格競争において優位となる可能性があり、同制度は実現できれば、水力発電に対して有効な取組みであると言える。</p>
<p>5. 連系線の増強</p> <p>送電容量の制約対策(3)</p>	<p>既存の系統の最大活用が進められると同時に、連系線の増強も検討されている。具体的には、東京エリアと、東北エリアおよび中部エリアとの増強計画である。また風力等再エネ由来電力の量が多い北海道エリアと、電力需要の多い本州間での増強工事は、2019年3月に完了が予定されている。</p> <p>系統の増強につきまとう工事費の問題についても、対策を講じてきている。これまで発電事業者による要望があるたびに、個別に検討を行っていた系統増強の工事について、希望する事業者を地域毎にまとめて、費用を複数の事業者で負担する共同工事を行うことを可能にした。この方法であれば、工事をより効率的に行うことができる。一部、入札後に辞退者が出ることでプロセスが長期化している案件については、入札時点で負担可能な上限額を申告してもらうこと等により、プロセスの早期成立に向けて取り組んでいる。</p> <p>※  は直流設備  ※ 地域間連系線の容量は設備容量を表す</p> 	<p>水力のみならず再エネ導入に欠かせない取組みである。離島を含めたエリア連系により、さらに需給バランスの可能性が期待できる。</p>
<p>6. 蓄電池の活用</p> <p>変動面での制約対策</p>	<p>再エネ由来の電力が持つ出力変動の大きさも、制約が必要となる要因のひとつとなっていた。再エネ由来の電力を活用していくためには、その変動を調整できる何らかのしくみが必要である。そのような調整力のひとつとして期待されているのが蓄電池である。例えば北海道は、風力発電に適した地域であり、これからも大量の風力発電の導入が見込まれている。ところが、需給バランスの調整力となる火力発電が少なく、このままでは風力発電の出力変動に対応できなくなり、電気の需給バランスが維持できなくなる可能性が出てきた。</p> <p>そこで北海道電力は、風力発電事業者には、発電所毎に蓄電池を設置すること等により、出力変動を一定の範囲内にしてもらうよう要件を定めた。また、発電所毎に蓄電池を置くだけでなく、系統側に蓄電池を設置することで、蓄電池の容量を大幅に減らすことが期待できることから、複数の風力発電事業者が系統側蓄電池を共同で設置することで、さらなる導入拡大につなげるための取組みも始まっている。さらに、蓄電池の活用だけでなく、新設されるLNG火力発電所の調整力としての活用や、連系線を活用して他エリアから調整力を調達する取組みも行っている。</p>	<p>ベース電源として稼働する大規模水力に直接蓄電池を導入することは現実性に欠けるが、変動が著しい太陽光・風力発電への導入が進めば送電線のピークシフトが可能となり、間接的な水力発電の連系枠の確保が期待できる。</p>

出典) 資源エネルギー庁 HP を基に作成

## (5) 系統制約により水力再開発等が実現できない事例

国内の水力再開発あるいは新規開発において、系統制約により実現できない事例を下表に示す。これは、前項の系統制約に向けた取り組みが複合的に実現されるあるいは固有の取り組みにより実現されることが期待される。

表 3-20 系統制約により水力再開発等が実現できない事例（参考）

事例	概要	課題とポテンシャル
離島 A における既存発電所の再開発 (水力再開発)	離島 A では、島の電力需要を水力発電により供給している。島内の主要電源である既存発電所では、水力発電のポテンシャルがさらに 20MW 程度あるが、少子高齢化・過疎化等により電力需要が減少する需要不足の中、水力発電の再開発が進まない。 上記の状況下において、例えば、離島 A の近くに位置する離島 B に海底ケーブルで系統を連系し、新たに需要を創設することで再開発が進む可能性がある。	課題：系統連系枠の確保 ポテンシャル：約 20MW
B ダムにおける水力開発 (水力新規開発)	国内某所に位置する B ダム（多目的ダム）には水力発電のポテンシャルが 2MW 程度あるにもかかわらず、連系する送電線に空き容量がないため、現在も未開発となっている。	課題：系統連系枠の確保 ポテンシャル：約 2MW
C ダムにおける水力再開発 (水力再開発)	国内某所に位置する C ダム（多目的ダム）には、現在、管理用発電約 200kW が稼働している。水力発電のポテンシャルをさらに活用し、同管理用発電を約 700kW まで拡大する計画があるが、FIT を利用した太陽光発電の増大により、当該エリアが電源接続案件募集プロセスの対象となった。当該ダムの管理者は PFI 事業者による再開発を検討しているが公募が数年遅延している。	課題：系統連系枠の確保 ポテンシャル：約 0.7MW

出典) 日本工営水力発電ビジネス検討会

### 3.3.9 ヒアリング

水力発電開発に関わる有識者により運営されている NPO 法人 水力開発研究所に、調査結果を含む前述までの検討結果に関して意見聴取を実施した。聴取された主たる意見の例を以下に記す。意見については可能な限り報告書に反映した。

表 3-21 NPO 法人 水力開発研究所からの意見聴取

項目	意見・コメント等
検討全般について	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 世界のカーボンニュートラルの実現に向けて、IHA、IEA、USDOE 等がこれからの水力発電の位置づけを発表しており、持続可能な水力発電は、地域社会、生活、気候に継続的な利益をもたらすものであり、今後受け入れられる水力発電は持続可能なもののみであること、そして持続可能な水力発電にはステークホルダーの協力が必要であるとしている。</li> <li>● 更に水力発電は低炭素電力の忘れられた巨人であり、この可能性を引き出すためには強力な持続可能性基準が不可欠であること、収益の可能性を高めること、老朽化した水力発電の近代化が電力供給の信頼性と柔軟性を維持するために必要、規制政策の進化、NPD（非発電用ダム）の水力開発等が必要と述べている。</li> <li>● 本事業の既設水力発電所の再開発事例の調査にあたっては、電源としての機能の向上や技術面での創意工夫とともに、再開発に伴う地域社会への貢献や環境負荷の改善等の社会的な利益や、事業主体、財政面、地域の合意形成、行政の支援等の面にも着目して成功要因と課題を抽出することが望まれる。このために、再開発の背景と目的を明記するとともに、再開発に伴う環境改善や地域要望への対応等を整理することが望まれる。</li> <li>● 国内外の多様な増強事例を広く収集・整理するとともに、様々な増強手法とその特徴を多くの関係者が理解できるように体系的に整理することが求められている。</li> <li>● 水力発電にはカーボンニュートラルの達成に向けて安定電源としての発電電力量 (kWh) の価値とともに、変動性再エネの増加に対応する柔軟性電源 (kW、ΔkW) としての価値が求められ、このような価値を高める観点からの増強手法の類型化が望まれる。そして持続可能な水力発電は、安全で、環境への負荷を低減し、地域社会に貢献するものであることも大切な要件である。大規模水力発電の機能を将来にわたって確実に発揮できる持続可能性、電力以外のダムを含めた水力エネルギーの総合的な高度活用、ダムの堆砂や設備安全、環境改善にも注目する必要がある。</li> <li>● 水力発電用ダム貯水池における水上太陽光発電のポテンシャル調査については、大規模洪水時の大量の流木の流入、貯水池内の流動、貯水位の大きな変動、発電設備の建設コスト、メンテナンス、環境との調和など、様々な面から総合的に評価する必要がある。</li> </ul>

上記、検討全般に加え、海外調査結果、国内調査結果、要素技術分類、ポテンシャルの試算方針等について、詳細に意見を聴取した。

### 3.3.10 国内再開発の課題解決に繋がる増強手法の類型化と要素技術

前述の表 3-4 を基本に増強手法の要素技術を分類してきたが、事例調査結果を踏まえ、かつ 3.3.7 節にて整理した国内の水力発電再開発における課題も念頭に、表 3-23 のとおり再開発の課題を追加し見直しを図った。かつ備考欄にポテンシャル試算を念頭に要素技術の類型化への考え方を示した。現状、既設各発電所の詳細な再開発条件が不明な状況で 5 章に後述する国内ポテンシャルを試算するためには、試算条件の一般化が必要であり、事例数の多い要素技術の類型化（集約化）を意識した。また、出力増強に関わる他の重要な要素についても表 3-24 のとおり別表とした。

なお、国内水力発電の再開発事例において、一般的であり効果が期待でき、かつ本事業の対象である大規模の水力発電施設の増強に適用可能と考えられる要素技術は以下の表 3-22 の 4 種類と考えられる。

3.3.7 節に述べたとおり、増強方法の類型化としては事例の多い順に A、B2、C、B1 の 4 パターンであるが、国内事例調査で得られた結果（帝釈川・新帝釈川発電所、新野川第一発電所等）を参考に、B1 を要素技術「ダム堤体嵩上げ等」として C と併せて考慮した。

表 3-22 国内水力発電の主な再開発（増強手法）における要素技術

増強方法類型化	要素技術	内容
高効率水車・発電機への更新・改修 (A)	水車・発電機更新	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 水車・発電機の高効率機器への更新</li> <li>● 再開発の実施理由は老朽化が多い</li> <li>● 要素技術 B1、B2、C と併せて実施しているケースも多い</li> </ul>
未利用流量の有効活用（河川流水の有効活用） (B2)	水路増設・拡幅	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 取水設備、導水路、圧力水路の増設・拡幅・更新・分岐等による無効放流や未利用河川流量の有効活用による使用水量増（流量増）</li> <li>● 基本的に水車・発電機の更新／増設も伴う</li> <li>● 水系一体の不均衡解消となるケースもある。</li> </ul>
利用可能水位の高水位化、未利用落差の活用 (C)	ダム堤体嵩上げ等	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ダム再開発に伴う発電可能水位の高水位化（有効落差増）</li> <li>● 使用水量も増になるケースも有り（B1：ダム発電容量の増加もここで考慮）</li> <li>● 基本的に水路増設／拡幅／新設と水車発電機の更新／増設も伴う</li> </ul>
	未利用落差の活用	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 使われていない落差に発電設備を設置することによる発電容量増</li> <li>● 基本的に発電設備一式の新設が必要になる</li> </ul>

下表のとおり、再開発の課題の内、「ポテンシャル開発」と「調整力の確保」は、技術的な増強方法・要素技術によるところが多いが、他の課題（系統連系、事業資金の確保、

許認可手続の簡素化、地域との共生) 解決のためには、増強方法・要素技術ではなく、増強方法に関わる他の重要要素（補助金、規制緩和、地域連携、環境対策等）による対応が必要である。

表 3-23 増強方法の類型化と要素技術

増強の方法		増強の手段		国内再開発の課題						平均増出力率	備考等	
増強方法区分	増強方法の類型化	要素技術	要素技術の内容	ポテンシャル開発	調整力の確保	系統接続	事業資金の確保	許認可手続の簡素化	地域との共生			
高効率化	高効率水車・発電機への更新、改修	A	水車・発電機更新	高効率機器への更新、形式変更、台数変更(統廃合)等	○	△					Aのみ 6%	増出力率は大きくないが事例は多い。→【類型化】 高信頼性機器採用や設備の簡素化によりメンテナンス期間を短縮し、稼働率を上げることによるkWh増もある。
流量(Q)増加	ダム発電容量の増加 貯水容量の有効活用	B1	ダム堤体嵩上げ・拡幅	ダム・堰堤堤体の嵩上げ・拡幅や、貯水池・調整池の増設・拡幅等による発電容量増(ピーク対応を含む)	○	○					B1を含む 88%	増出力率も高く、事例多し。→【類型化】 嵩上げはCと同時に実現される事例が多く、要素技術としては一体として扱う。 基本的に水路増設／拡幅／新設と水車発電機の更新／増設も伴う。
	未利用流量の有効活用 (河川流水の有効活用)	B2	水路増設・拡幅	取水設備、導水路、圧力水路の増設・拡幅・更新・分岐等による無効放流や未利用河川流量の有効活用による流量増(ピーク対応を含む)	○	○					B2を含む 89%	増出力率も高く、事例多し。→【類型化】 流量が増加することから、基本的に水車・発電機の更新・増設も伴う。
	水路損失の改善、 環境の改善	B3		導水施設の改良、堆砂対策等の実施により、スクリーン、導水路、水圧鉄管の損失と流水の環境を改善する。	△	△					B3を含む 3%	増出力率は低く、原状回復に留まり増強にならないケースも多い。(類型化しない) 具体的数値は不明だが、稼働率が向上(kWh増)する事例も見られた。
	運用ルール等の改善	B4		溢水・維持流量の有効活用(ハード面の改造・増設を伴わない場合) 同一流域のダム・調整池の連携 高度気象予測による運転計画の見直し・高度利用 等 既設ダム発電可能水位の高水位化(ダム嵩上げを伴わない) 等	○	○					B4を含む 58%	事例数が少なく、状況も異なり、一般的な増強手法とは言えない。(類型化しない) 小野川・秋元・沼ノ倉発電所(長瀬川系再開発)等の数事例あり。 B2との組合せ事例が多いことから、類型化するB2に注記する。(類型化しない) 現状では適用事例を確認できない。研究段階と判断する。(類型化しない)
有効落差(H)増加	利用可能水位の高水位化 未利用落差の活用	C	ダム堤体嵩上げ	ダム再開発等に伴う発電可能水位の高水位化による有効落差増	○	○					Cを含む 66%	増出力率も高く、事例多し。→【類型化】 嵩上げはB1と同時に実現する事例が多く、要素技術としては一体として扱う。 基本的に水路増設／拡幅／新設と水車発電機の更新／増設も伴う
			未利用落差の利用	使われていない落差に発電設備を設置することによる発電容量増	○	○						増出力率も高く、事例多し。→【類型化】 基本的に発電設備一式の新設が必要になる。
設備利用率	設備利用率の改善 運転可能時間の長時間化	D		変動流量に対する水車・発電機の複数化による最適運転制御 高信頼性機器採用、設備簡素化、ドローン活用等によりメンテナンス期間を短縮し稼働率を向上	○						Dを含む 1%未満	増出力率は低く、具体的数値が不明な事例も多い。(類型化しない)

凡例) ○: 定量的なポテンシャル増効果を確認できる。△: 定量的なポテンシャル増効果は確認できないが、効果に寄与している。●: 増強手法の推進策または必要条件、持続可能性の要件

表 3-24 増強方法に関わる他の重要要素

増強に関わる他の重要要素 (方法)		増強に関わる他の重要要素 (手段)		国内再開発の課題						備考等
大区分	中区分	具体的手段		ポテンシャル開発	調整力の確保	系統接続	事業資金の確保	許認可手続の簡素化	地域との共生	
電力システム	系統連系	E	出力制限の解除	連系電圧ステップアップ			●			
				送電線増強			●			
			広域連系による新たな負荷需要の創出					●		
支援策・地域貢献等	公的支援策等	F	補助金				●			
			官民連携(PPP、PFI)				●			
			規制緩和						●	
	地域貢献		地域連携・地域振興・地域合意形成						●	
	環境調和		環境対策						●	

凡例) ○: 定量的なポテンシャル増効果を確認できる。△: 定量的なポテンシャル増効果は確認できないが、効果に寄与している。●: 増強手法の推進策または必要条件、持続可能性の要件

### 3.3.11 調査結果の整理

次 3.4 章において、国内外の事例を併せて検討を進めることから、本節は国内事例調査結果のまとめを述べる。

#### (1) 増強方法の類型化と要素技術

5 章における国内ポテンシャルの試算を念頭に、国内事例からの整理の結果、本事業の対象である国内の既設大規模水力発電施設の増強に適用可能と考えられる増強方法と要素技術は以下の 4 種類と考えられる。

表 3-25 大規模な水力発電の増強に適用できる増強方法と要素技術（国内事例）

増強方法類型化	要素技術
高効率水車・発電機への更新・改修 (A)	水車・発電機更新
未利用流量の有効活用（河川流水の有効活用）(B2)	水路増設・拡幅
利用可能水位の高水位化、未利用落差の活用 (C)	ダム堤体嵩上げ等
	未利用落差の活用

#### (2) 水力発電再開発に向けた日本国内の課題

国内再開発における課題は以下のとおり整理された。これらの解決のためには、技術的な対応のみならず、制度的な対応（補助金、規制緩和）、取組み方法（地域連携）、環境対策等々、多岐にわたる対応が必要となる。

##### 【国内再開発における課題】

- ポテンシャル開発（エネルギー自給力の確保、導入目標の達成）
- 調整力の確保（高品質電力供給の確保）
- 系統接続（系統連系工事費の負担軽減、系統接続枠の確保等）
- 事業資金の確保
- 許認可手続の簡素化・迅速化（環境影響評価法、自然公園法、森林法、河川法等）
- 地域との共生（環境保全、地域活性化、雇用創出、防災対策等）

これら課題については、海外の公的支援策等も参考に次章以降検討する。

### 3.4 国内外の具体的な事例の整理

#### 3.4.1 データベース（一覧表）の作成

2章ならびに3章3.3節において実施した国内外の水力発電所の増強事例調査結果をデータベースとして整理した。収集した増強事例の地域・国毎の事例データ数は以下のとおりである。詳細なデータ得られ、表3-3の事例調査シート（データベース個票）にデータが入力された事例数となる。

表 3-26 収集事例の地域・国別事例数

地域	国	収集事例数
北米	米国	6 事例
	カナダ	9 事例
欧州	スイス	11 事例
	オーストリア	9 事例
アジア	ベトナム	2 事例
	ラオス	1 事例
	ネパール	1 事例
	日本	87 事例
合計		126 事例

データベースは、各事例の個票として、前述の表3-3の事例調査シート様式（エクセルワークシート、データベース個票）にデータを入力し、それらの一覧表もエクセルのワークシートを利用して整理した。

国内事例のデータ一覧表は、前述の表3-7～3-10の通りであり、ここでは海外事例のデータ一覧表を以下の表3-27～3-30に示す。



表 3-29 海外事例データベース一覧表【欧州】

※欧州事例は総落差のみ収集できたため、総落差で記載した。

事例数	20		欧州事例データベース一覧表【欧州】																																	
	No	発電所名	所在地	発電事業者	西暦		取水ダム・貯水池			発電所の諸元				初期開発		再開後				増強の手段								備考								
					初期開発	再開後	名称	流域面積 (km <sup>2</sup> )	堤高 (m)	取水方式	運用方式	最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)		総落差※ (m)		設備容量 (MW)	発電量 (MWh/年)	設備容量 (MW)		発電量 (MWh/年)		A	B1	B2	B3	B4	C		D	E	F					
												初期	再開後	初期	再開後			増分	増率	増分	増率															
S-01	Cotlan	スイス	Alp q, Cotlan Wasserkraft AG	1936	2017				水	流		15.0		19.6		0.32		2.6	2.3	713%	11,800	11,800														C: 既設発電所下流の未利用落差活用
S-02	Dietikon	スイス	EKZ	1933	2019				水	流	100.0	120.0	20%	3.4		2.6	17,000	3.6	1.0	38%	20,000	3,000	18%	○											A: 高効率水車・発電機への更新 B2: 未利用流量を利用した取水口、水車・発電機、建屋一式増設 F: 環境対策(魚道、鳥類繁殖地)、魚保護型カプラン水車交換	
S-03	Göschenen	スイス	CKW, KWG Kraftwerke Göschenen	1962	計画中断	Göscheneralpdダム		155.0	ダ					700.0	700.0	0%	160.0	293,000	160	0.0	0%	294,800	1,800	1%	○										B1: ダム堤体嵩上げ	
S-04	Hagneck	スイス	BKW	1899	2015				水	流	40.0	320.0	700%	6.75 - 9.15	6.75 - 9.15	0%	3.0	11,000	24	21.0	700%	110,000	99,000	900%			○								B2: 未利用流量を利用した取水口、水車・発電機、建屋一式増設 F: 環境対策 (魚道、森林)	
S-05	Innertki chen I	スイス	KWO Kraftwerke Oberhasli AG	1942	2016				ダ	水	46.5	69.0	48%	670.0	670.0	0%	200.0	784,000	390	190.0	95%	854,000	70,000	9%			○	○							B2: 未利用流量を利用した取水口、水車・発電機、建屋一式増設 B3: 既設水路の損失改善 F: 環境対策 (調節池)	
S-06	Luzzone	スイス	OFIBLE	1963	1999	Luzzoneダム	36.7	208.0	ダ	貯						70.0	205,000	70	0.0	0%	210,000	5,000	2%	○											B1: ダム嵩上げ (17m) に伴う貯水容量増(23%増)と発電電力量の増加	
S-07	Mauvoisin	スイス	Axpo	1958	1991	Mauvoisinダム		237.0	ダ							138.0	231,000	138	0.0	0%	286,000	55,000	24%	○											B1: ダム嵩上げ (13m) に伴う貯水容量増(17%増)と発電電力量の増加	
S-08	Rheinfelden	スイス	Energ edienst Holding AG	1898	2012				ダ	流	600.0	1,500.0	150%	6.0	9.0	50%	26.0	185,000	100	74.0	285%	600,000	415,000	224%			○			○						B2: 発電所の一新に伴う使用流量変更 C: 下流河床掘込みによる落差増、取水口、水車発電機、建屋一式更 F: 環境対策 (魚道、水生生物)
S-09	Rupperswil-Auenstein	スイス	SBB	1945	2010				ダ	流	490.0	515.0	5%	9.75 - 11.6		42.0	215,000	43.7	1.7	4%	225,000	10,000	5%			○									B2: 余剰流量を利用した取水口、水車・発電機、建屋一式増設 F: 環境対策 (魚道)	
S-10	Ruppoldingen	スイス	Alp q	1896	2000				ダ	流	210.0	475.0	126%		4 - 6.5	5.5	39,600	23	17.5	318%	115,000	75,400	190%			○			○						B2: 発電所移設により使用流量増 C: 発電所移設により落差増 F: 環境対策 (植生回復)	
S-11	Wettingen	スイス	ewz Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	1933	2020				ダ		133.0	133.0	0%	21 - 23	21 - 23	0%	24.0	135,000	24	0.0	0%	141,000	6,000	4%	○										A: 高効率ランナーブレードへの更新	
AT-01	Ering Frauenstein	オーストリア&ドイツ	VERBUND hydro power GmbH	1942	進行中				ダ	流	1,040.0			9.7		73.0	434,000	94	21.0	29%	484,000	50,000	12%	○											A: 水車発電機の更新	
AT-02	Gampadels	オーストリア	Voralberger Illwerke AG	1925	2024 予定				ダ	水		3.75		392.0	395.0	1%	9.9	28,100	12	2.1	21%						○			○					A: 水車・発電機更新 B3: 導水施設、水圧鉄管の更新	
AT-03	Kirchb chl	オーストリア	TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG	1941	2020				水	流	250.0	499.0	100%	9.7	9.7	0%	19.0	131,000	38	19.0	100%	165,000	34,000	26%			○									B2: 水路拡張、余剰流量の利用、水路拡張、取水口、水車・発電機、建屋増設 F: 環境対策 (魚道)
AT-04	Obervellach II	オーストリア	ÖBB - Infrastruktur AG	1929	進行中				水	流	6.2	9.0	45%	326.0	488.0	50%	17.1	92,000	37	19.9	116%	125,000	33,000	36%	○		○			○						A: 発電所新設に伴う機器の更新 B2: 水路増設 C: 下流に発電所設置 F: 生態系補償
AT-05	Ottensheim-Wilhering	オーストリア	VERBUND Hydro Power GmbH	1974	計画中				ダ	流	2,250.0			9.2		179.0	1,135,000	224	45.0	25%	1,191,000	56,000	5%	○											A: 高効率水車への更新	
AT-06	Reutte	オーストリア	Elektriz tätswerke Reutte AG	1956	計画中				水	流	24.0	28.0	17%	11.9	11.5	-3%	2.46	14,200	2.33	-0.1	-5%	15,200	1,000	7%	○		○									A: レイアウトを変更する際に更新 B2: 対象流量変更
AT-07	Schwarzach II	オーストリア	TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG	2007	計画中				水	流	4.6	8.5	85%	263.8	263.8	0%	9.9	61,000	17	7.0	71%	83,000	22,000	36%			○								B2: 水車・発電機増設 F: 魚類の遡上降下対策	
AT-08	Mayrhofen	オーストリア	VERBUND Hydro Power GmbH	1970	2020	Bosdornauダム			水			6.0		30.0		355.0	700,000	357	1.7	0.5%	745,000	45,000	6%						○						C: 未利用落差の活用 導水路、圧力水路、発電所一式新設 F: 環境対策、地域共生(カヤックコース)	
AT-09	Ybbs-Persenbeug	オーストリア	VERBUND Hydro Power GmbH	1959	進行中				ダ	流	2,650.0	2,650.0	0%	10.5	10.5	0%	236.5	1,336,000	255	18.0	8%	1,413,000	77,000	6%	○										A: 高効率水車・発電機への更新	

表 3-30 海外事例データベース一覧表【アジア】

事例数	4		海外事例データベース一覧表【アジア】																																	
	No	発電所名	所在地	発電事業者	西暦		取水ダム・貯水池			発電所の諸元				初期開発		再開後				増強の手段								備考								
					初期開発	再開後	名称	流域面積 (km <sup>2</sup> )	堤高 (m)	取水方式	運用方式	最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)		有効落差 (m)		設備容量 (MW)	発電量 (MWh/年)	設備容量 (MW)		発電量 (MWh/年)		A	B1	B2	B3	B4	C		D	E	F					
												初期	再開後	初期	再開後			増分	増率	増分	増率															
AS-01	ダニム水力発電所	ドンナイ川水系ダニム川	Da Nhim-Ham Thuan Da Mi Hydropower Joint Stock Company ベトナム	1963	2021	Dong Duong ダム	775.0	38.0	ダ	貯	26.5	39.4	48%	799 (総落差)	799 (総落差)	0%	160.0	1,026,000	240	80.0	50%	1,119,000	93,000	9%												B2 トンネル、鉄管、水車発電機追加 F: JICA円借款
AS-02	ナムグム第一水力発電所	メコン河水系主要支川ナムグム川	Électricité du Laos (EDL) ラオス	1971	2022	ナムグムダム	8,460.0	75.0	ダ	貯	462.1	573.3	24%	35.5-37.0	35.5-40.0	0%	155.0	1,002,000	195	40.0	26%	1,176,000	174,000	17%			○									B2 ダム本体への穴開けによる増設 F: JICA円借款
AS-03	タクモ水力発電所	べ川水系べ川	ベトナム電力公社 (EVN) ベトナム	1995	2017	タクモダム			ダ	貯	186.0	279.0	50%	90.0	90.0	0%	150.0	610,000	225	75.0	50%	741,000	131,000	21%			○								B2 導水路、水圧鉄管の追加敷設による増設 F: JICA円借款	
AS-04	カリガンダキ	Kali Gandaki 川, Syangja 地区	Nepal Electricity Authority ネパール	2002	2017		7,618.0	43.0	ダ	流	141.0	141.0	0%	115.0	113.5	-1%	139.2	780,000	144	4.8	3%	854,000	74,000	9%			○								B3 導水施設の改良、堆砂対策等の実施 F: World Bank資金	

【事例の分類】 (取水方式) (運用方式) (略記)  
 1.一般水力 貯 : 貯水池式 ダム : ダム式 純揚 : 純揚水式 増 : 調査シート参照 (取水系統あるいは発電所の一部が増強されている。)  
 2.揚水式 調 : 調整池式 ダ水 : ダム水路式 混揚 : 混合揚水式 同 : 調査シート参照 (取水系統あるいは発電所の一部が既設と異なるが同等である。)  
 (1)混合揚水式 流 : 流れ込み式 水路 : 水路式  
 (2)純揚水式

### 3.4.2 出力増加手法（要素技術）の整理

#### (1) 海外事例に多い増強手法

第2章の海外事例調査結果（収集事例総数39件）より、海外事例において多かった増強手法は下表の通りである。増強手法毎の該当数の割合は異なるものの、増強手法そのものは日本国内と同様、A、B1、B2、Cの4パターンが主体であった。

なお、出力増強となっていない環境改善等は計上の対象外としている。また、増強手法の分類は表3-4を参照した。

表 3-31 海外調査結果における再開発手法（増強手法）

増強方法 類型化	該当数	内容
A： 高効率水車・発電機 への更新・改修	14件 ／ 39件	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Aは、水車ランナの補修・更新ならびに水車・発電機の更新が含まれるが、再開発事例としては、水車・発電機の高効率機器への更新が多い。</li> <li>● 再開発の実施理由は老朽化対策が多く、老朽化した機器を更新する際に、同流量（Q）、同有効落差（H）であっても、高効率化した機器を採用することにより増出力が図れることから採用事例も多い。</li> <li>● 海外再開発の事例調査においても、日本国内と同様、取水方式、発電方式を問わず事例が見られる。</li> <li>● 平均増出力率：7%（Aのみのケース）</li> </ul>
B1： ダム発電容量の増加 貯水容量の有効活用	4件 ／ 39件	<ul style="list-style-type: none"> <li>● B1はダムや堰の嵩上げによる貯水容量の増加に伴う発電容量の増加が含まれる。</li> <li>● ダムの嵩上げ事例が4件得られたが、うち3件は出力（kW）の増強はなく、発電電力量（kWh）の増のみである。</li> <li>● 基本的に、ダム式・ダム水路式／貯水池式の事例がほとんどである。</li> <li>● 平均増出力率：65%（B1を含むケース）</li> </ul>
B2： 未利用流量の有効活用 （河川流水の有効活用）	22件 ／ 39件	<ul style="list-style-type: none"> <li>● B2は、未利用流量の有効活用（河川流水の有効活用）であり、無効放流流量や未利用の河川流量を追加して発電に適用するものである。</li> <li>● 流量が増加することから基本的に水路の増設や拡幅が含まれ、かつ水車・発電機も更新されている事例が多い。</li> <li>● ダム式・ダム水路式／貯水池式の事例も多いが、特に欧州においては、比較的、大きな河川を横断する堰堤部内に設置された水路式・流れ込み式発電所の事例が多く、かつそれらの未利用流量を利用した増強事例も多かった。</li> <li>● 平均増出力率：105%（B2を含むケース）</li> </ul>

増強方法 類型化	該当数	内容
C : 利用可能水位の高水位化、未利用落差の活用	7件 / 39件	<ul style="list-style-type: none"> <li>● C は、発電所あるいは取水堰の移設等に伴う有効落差の増、未利用落差への発電設備の設置もしくは堰の嵩上げ等が含まれた。</li> <li>● 日本国内のような大規模ダムの高上げ事例も数件見られたが、得られた情報では出力 (kW) の増強は少なく、発電電力量 (kWh) の増のみが主体と判断し、B1 に分類した。</li> <li>● 平均増出力率：243% (C を含むケース)</li> </ul>

注) 該当数は重複しているケースもある。

上表より、増強方法 A、B1、C については、日本国内の再開発事例と近い傾向にあり国内への適用について参考になると思われるが、B2 (未利用流量の有効活用) の内、比較的、大きな河川を横断する堰堤部内に設置された水路式/流れ込み式発電所の事例は、本事業の対象である国内の大規模な水力発電施設の増強への適用は難しいと考えられる。

## (2) 海外事例に多い要素技術

海外の再開発事例 (増強事例) において、適用事例が多かった要素技術は下表のとおりである。これらは、表 3-22 に示す国内再開発事例における要素技術とほぼ一致しており、本事業の対象である国内の既設大規模水力発電施設の増強においても技術的に適用可能と考えられる。

表 3-32 海外調査結果の主な再開発 (増強手法) における要素技術

増強方法類型化	要素技術	内容
A : 高効率水車・発電機への更新・改修	水車・発電機更新	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 水車・発電機の高効率機器への更新</li> <li>● 再開発の実施理由は老朽化が多い</li> </ul>
B1 : ダム発電容量の増加、貯水容量の有効活用	ダム堤体嵩上げ	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ダム再開発に伴う貯水容量増 (発電容量増)</li> <li>● 海外の事例は、導水路、水車・発電機は改造せず、発電電力量を増加させている事例が見られた</li> </ul>
B2 : 未利用流量の有効活用 (河川流水の有効活用)	水路増設・拡幅	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 取水設備、導水路、圧力水路の増設・拡幅・更新等による無効放流や未利用河川流量の有効活用による使用水量増 (流量増)</li> <li>● 基本的に水車・発電機の更新/増設も伴う</li> <li>● 大河川の水路式/流れ込み式の増設は、適用が難しいと考えられ対象外とする</li> </ul>

増強方法類型化	要素技術	内容
C： 利用可能水位の高水位化、未利用落差の活用	未利用落差の活用	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 発電所あるいは取水堰の移設等に伴う有効落差増、未利用落差への発電設備の設置</li> <li>● 基本的に発電設備一式の新設が必要になる</li> </ul>

### (3) 国内外増強方法の類型化と要素技術

国内外の増強事例からの整理の結果、表 3-25（国内事例）と考え合わせ、本事業の対象である国内の大規模水力発電施設の増強に適用可能と考えられる増強方法と要素技術は以下の 4 種類と考えられる。

表 3-33 大規模な水力発電の増強に適用できる増強方法と要素技術（国内外事例）

増強方法類型化	要素技術
高効率水車・発電機への更新・改修 (A)	水車・発電機更新
ダム発電容量の増加、貯水容量の有効活用 (B1)	ダム堤体嵩上げ等
未利用流量の有効活用（河川流水の有効活用）(B2)	水路増設・拡幅
利用可能水位の高水位化、未利用落差の活用 (C)	未利用落差の活用

### 3.4.3 水力発電再開発に向けた日本国内課題への参考事例

第 2 章にて実施した海外事例調査結果から、日本国内再開発における課題に対し参考になると思われる事項を以下に記す。なお、国内課題の系統接続、許認可手続の簡素化・迅速化については、残念ながら参考情報がほとんど得られなかった（系統接続については 3.3.8 節に記述）。

#### (1) ポテンシャル開発・調整力の確保等

##### 1) 米国の事例（詳細は 2.3.1 節を参照のこと）

米国では、主に設置から数十年経過し老朽化していた発電所に対して、主に水車・発電機の更新により増強した事例が中心に収集された。また、機器更新だけでなく、建設当初からの変化に則した増設を行うことで効率的に増強した事例が収集された。冬期の未使用流量を活用し発電所を増設した Abiquiu 発電所の事例では、出力、発電電力量共に約 2 割の増加がみられた。また、Boulder Canyon 発電所では建設当初より最大出力を下げ、現状の流況に合わせて設備利用率を上げたことで発電電力量が 3 割以上増加した事例があった。このように、建設から長年経過して変化した設備利用状況や生じていた課題に対して、現況や需要に則した規模へ発電所を更新することで、より効果的に発電量を増強することができる。

## 2) カナダの事例（詳細は 2.3.2 節を参照のこと）

カナダでは、比較的規模の大きな再開発電例が収集できた。事例の分類としては特に未使用流量の有効活用事例が多かった。上流のダム群からの放流量にあわせ発電所の増強を行った事例や、当初から増設を計画していた発電所を需要に応じて増強した事例等が多く見られた。カナダの豊富な水資源を活用し、現状に則する形で増強を行っていることがみてとれる。

## 3) 欧州の事例（詳細は 2.3.3 節を参照のこと）

スイス・オーストリアで収集できた事例では、流れ込み式の発電所が多く、小規模のものが多かった。増強の種類としては、老朽化した水車発電機の更新による増強、未使用流量の活用、未利用落差の活用や、ダム発電容量の増加といった方法が多くあり、幅広く事例を収集できた。

特筆的な事例として、Rheinfelden 発電所の例が挙げられる。発電開始後 100 年以上経過した発電所を一新し、発電所の位置や対象流量、落差等も全て見直すことで、ほぼ同じ位置で大幅な出力、発電量の増強を行うことができた事例である。このような古い発電所については、現在の条件に最適化することで大きな増強効果が見られると考えられる。その他、ダムの嵩上げを行った Luzzon、Mauvoisin の例では、最大使用水量、設備容量は変化していないが、有効貯水容量の増加のみで約 2%から 23%の発電電力量が増加している。

## (2) 事業資金の確保（公的支援策等）

事業資金の確保については、米国、カナダ、欧州 2ヶ国の調査結果より以下の公的支援策等の事例が得られた。支援は、対象施設や発電所の規模、機能の増加率等に応じて支援が行われている。なお、詳細は 2 章を参照されたい。

## 1) 米国の公的支援策（詳細は 2.3.1 節を参照のこと）

米国政府の大規模な公的支援策として、2009 年の米国復興・再投資法（American Recovery and Reinvestment Act of 2009 / ARRA）が挙げられる。米国政府は、2008 年のリーマン・ブラザーズ・ホールディングスが経営破綻したことによる世界的大不況（通称リーマン・ショック）を受け、景気刺激対策として ARRA を制定、実施した。ARRA では、雇用の維持・創出を目的とするだけでなく、社会基盤・教育・保険・再生可能エネルギー等へ投資目的も含んでおり、約 7,870 億ドルに上る財政支出が行われ、そのうちエネルギー投資には 430 億ドルが割り当てられた。

2009 年の ARRA により公的支援がなされた事業では、事業費の約 15%~20%、2 章にて紹介した Abiquiu 発電所に限っては約 50%もの補助金が導入されている。2009 年の ARRA の目的として経済政策としての側面が強く、財政面における大規模な政府介入により事業性を確保することができ、更新できたと考えられる。

## 2) カナダの公的支援策（詳細は 2.3.2 節を参照のこと）

カナダ政府は、2021 年から今後 4 年以上にわたって 864 百万カナダドルの財政支援を行う施策 Smart Renewables and Electrification Pathways Program (SREPs) を適用させることとし、再生可能エネルギー及び送電網の近代化を目指している。

過去には天然資源省により 2007 年 4 月から環境負荷の小さい発電再生可能エネルギー支援策 ecoEnergy が施行された。支援は 2021 年 3 月まで行われ、各事業には 1 セント/kWh のインセンティブが与えられ、運転開始から 10 年間の間適用されるものである。実施から 14 年の間で適用事業数 104、総額 14 億カナダドル、総出力は 4,200MW に至る。

また、カナダでは州によって発電事業者が異なり、ブリティッシュコロンビアやオンタリオ州では、BC Hydro や Ontario Power Generation(OPG)により所有される発電所が多いが、民間事業者等も関与している。PPP 事業として再開発される発電所もあり、官民協力している事例も見られた。

## 3) スイスの公的支援策（詳細は 2.3.3 節を参照のこと）

スイスでは、平均出力が 10MW 以下の小水力発電所と、10MW 以上の大規模水力発電所とで投資補助金制度の規模を変え支援している。小規模水力発電所では、発電所の拡張及び更新について補助金制度が用意されている。拡張と更新でそれぞれ最大の補助金額が異なっており、発電所の大規模な拡張では投資額の最大 60%、大規模な更新では投資額の最大 40%となっている。大規模水力発電所では、拡張と更新補助に加え、新規建設についても補助金制度が用意されている。新設発電所および大規模な拡張は原則投資額の 35%であり、ただし 10GWh 以上の発電量の増加が期待される場合は投資額の 40%となる。一方、更新は最大 20%となっている。

なお、小規模の新規発電所についてはこのような補助金は得られないが、固定価格買取制度が適用されている。(固定価格買取制度の適用は 2022 年まで)

また、スイスにおける電力市場補助金は、平均出力が 10MW 以上であり、市場価格以下で売電された発電所に適用される。市場価格で電力生産のコストを賄える場合には本補助金は適用されない。

## 4) オーストリアの公的支援策（詳細は 2.3.3 節を参照のこと）

オーストリアは 2050 年までに再生可能エネルギー比率を 100%とすることを目標としており、現在、再生可能エネルギーに対して年間 10 億ユーロの支援が行われており、その中心は太陽光、風力、水力、バイオマス、バイオガスに対する投資補助金と市場補助金であるが、投資補助金の適用は 2021 年 7 月 28 日までであり、これ以降は市場補助金のみとなっている。

オーストリアにおける投資補助金制度として、年間 500 万ユーロ以上が費やされている。その内訳としては、約 200 万ユーロが新設、約 300 万ユーロが改修事業である。

オーストリアにおける市場補助金制度は、新設や拡張、改修事業に対して適用され

る。それぞれの適用条件は以下の通りである。

新設： 最大設備容量 25MW

拡張： 拡張後設備容量 25MW 以下 (25MW を超える場合は最初の 25MW 分に対して適用)

改修： 1MW 以上の改修の場合、10MW まで

1MW 未満の場合、全てに対して適用

(出力が変わらず、発電電力量が増加した発電所も対象となる)

### (3) 地域との共生（環境保全、地域活性化、雇用創出、防災対策等）

調査した米国、カナダ、欧州の再開発事例の内、文献調査等の限られた情報ソースから得られた情報にもかかわらず、約 7 割の事例において、地域との合意形成、環境対策が図られている。持続可能な再開発とは、地域社会、生活、気候等に継続的に利するべきものであり、ステークホルダーの協力が必須であることから、地域環境に調和し、地域の理解が得られて初めて実現可能となることが分かる。

#### 1) 米国の事例（詳細は 2.3.1 節を参照のこと）

2009 年の ARRA により公的支援がなされた事業では、経済政策としての側面から、地元の雇用促進や地元の材料の使用等が行われており、地域へ貢献している。また、本業務で取り上げた North Folk Skokomish 発電所の事例では、環境問題に対する軋轢回避のために、魚道設置の環境対策と発電所増設を併せて行った事例である。このような発電所の増強という再生可能エネルギーの増強と、魚道設置等の環境配慮の実施は、地域への貢献度が高い事業になると考えられる。

#### 2) カナダの事例（詳細は 2.3.2 節を参照のこと）

カナダでは、地元住民雇用の面での地域貢献がみられた。Waneta では労働者の 73% が地元から雇用されており、また Lower Mattagami ダム群では、Moose Cree 先住民の雇用や、キャリア研修を行う等、地域共生に貢献した事例があった。

#### 3) 欧州の事例（詳細は 2.3.2 節を参照のこと）

欧州では、発電所の増強にあわせて魚道を設置する等、環境対策を行う事例が多く見られた。再開発が必要となった収集事例は初期開発年が古く、環境対策が十分に行われておらず、再開発のタイミングで合わせて実施したものと推察される。中にはスイスの Göschenen Dam 水力発電所のように、ステークホルダーの合意が得られず実現しなかった再開発もある。

このような環境対策とセットで行うことで、再生可能エネルギー増強による温室効果ガス抑制への貢献と、自然環境保護の両面に貢献することができる。

### 3.5 国内で適用できる効果的な手法の類型化（要素技術シートの作成）

表 3-33（国内外事例）の整理結果を受け、本事業の対象である国内の大規模水力発電施設の増強に適用可能と考えられる要素技術を、以下の通り要素技術シートにまとめた。これら要素技術シートを基に、後述する 5 章にてポテンシャル試算を念頭に大規模な既設水力発電所増強の将来見通しについて検討する。なお、要素技術シート中の具体的事例は、国内の大規模水力発電施設の適用を念頭に、可能な限り前述の 3.3.7 節の好事例とは別の比較的好事例であると考えられる大規模な再開発事例を選定し記載した。

#### (1) 未利用流量の有効活用（河川流水の有効活用）／水路増設・拡幅

未利用の河川流量を活用し発電能力を増強するための要素技術として、導水路・圧力水路等を増設／拡幅する手法である。

流量  $Q$  が増えることから、取水設備、導水路、圧力水路、水車・発電機、発電所建屋、放水路等の増設／拡幅／更新が必要となる。設備の改修パターンはケースバイケースで異なる。要素技術シートを表 3-34 に示す。

#### (2) 高効率水車・発電機への更新・改修／水車・発電機更新

使用水量、有効落差は基本的に変更せず、より高効率の機電設備（水車・発電機）への変更により増出力を得る手法である。

水車形式の変更、台数の統合等により、改修パターンはケースバイケースで異なる。台数統合等が無ければ、水車基礎の改修で可能な場合もあれば、統合により、取水設備を含む発電所一式更新のケースもある。要素技術シートを表 3-35 に示す。

#### (3) 利用可能水位の高水位化、未利用落差の活用／未利用落差の活用

未利用の有効落差に発電施設を増設するもしくは発電施設を改修することにより、発電能力を増強する手法である。

未利用の落差を活用することから、ケースによっては取水設備、導水路、圧力水路、水車・発電機、発電所建屋、放水路等発電施設一式の新設が必要となる。設備の改修パターンはケースバイケースで異なる。要素技術シートを表 3-36 に示す。

#### (4) ダム発電容量の増加、貯水容量の有効活用／ダム堤体嵩上げ

ダム堤体嵩上げに伴う発電可能水位の高水位化を利用し、発電施設を改修／移設し発電能力を増強する手法である。使用水量も併せて増になるケースもある。

取水設備から導水路、圧力水路、発電所一式を新設するケースもあれば、設備の一部のみを補強／更新することにより対応するケースもあり、改修パターンはケースバイケースで異なる。要素技術シートを表 3-37 に示す。

また、調整力の確保を目的とするダム貯水容量の有効活用の事例（水路増設・拡幅）についても要素技術シートを作成した。要素技術シートを表 3-38 に示す。

表 3-34 要素技術シート①： 未利用流量の有効活用（河川流量の有効活用）／水路増設・拡幅

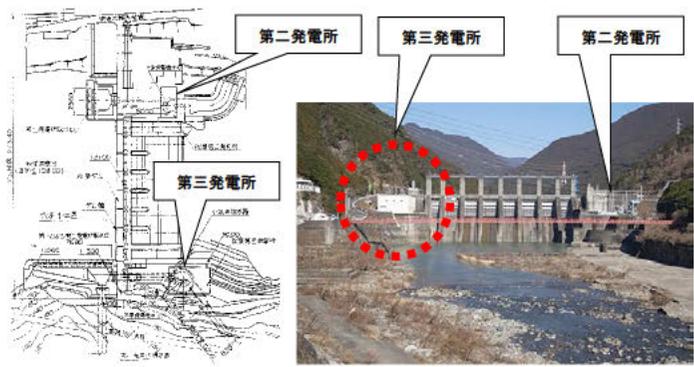
要素技術		具体的な事例	
技術概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 未利用の河川流量を活用するため、導水路・圧力水路等を増設／拡幅し、発電能力を増強する。</li> <li>● 流量 Q が増えることから、取水設備、導水路、圧力水路、水車・発電機、発電所建屋、放水路等の増設／拡幅／更新が必要となる。設備の改修パターンはケースバイケースで異なる。</li> </ul>	国／地域名	日本／静岡県：天竜川水系天竜川
		発電所名	秋葉第三発電所（電源開発株式会社）
		形式	ダム水路式／貯水池式
		増出力	80.2MW ⇒ 127.1MW(58%増)（第一～第三発電所合計）
適用評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 国内外に多数の実績事例があり、条件が整えば国内の大規模水力発電施設への適用は十分可能である。</li> </ul>	増電力量	472,838MWh/年 ⇒ 568,838MWh(20%増)
適用時効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 増出力、増発電電力量効果が得られる。水系一体の不均衡解消となるケースもある。</li> <li>● 機電設備の更新に伴い新技術等の活用により、維持管理負荷の軽減（ランニングコスト軽減）が可能。</li> <li>● 国内事例の流量 Q を増やしたケースの平均増出力率は 89%（B2 を含むケース）である。（海外事例：平均 105%）</li> </ul>	再開発概要	<p>秋葉第三発電所は、第一、第二発電所の取水ダムである秋葉ダムの溢水を活用し、ダム直下に第三発電所を増設したものである。第一、第二発電所の運用を見直し、最大限の水力エネルギーを得ることを目的として建設された。</p> <p>秋葉ダムを掘削して取水口を設置し、第二発電所の対岸（右岸）に、大水車 45.3MW(110m<sup>3</sup>/s)＋小水車 1.6MW(6m<sup>3</sup>/s)を有する第三発電所を増設した。小水車はダム直下に放流する維持流量を利用する。</p>
適用条件	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 発電目的に活用可能な無効放流や溢水等の未利用流量があること。</li> <li>● 取水設備・導水路・圧力水路・発電所・放水路等の改修／建設が可能なこと。</li> <li>● 経済的に有利な効果が得られること。</li> <li>● 工事の環境への負荷が小さく、地域と連携し同意形成が可能なこと。</li> </ul>	参考図・写真	 <p>秋葉ダム平面図</p> <p>秋葉ダム下流</p>
適用への課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 工事が大掛りになる可能性があり、かつ河川流量が変化する可能性があり、環境影響評価、地域との合意形成等が必須である。</li> <li>● 系統接続</li> <li>● 事業資金の調達</li> </ul>		<p>出典：電力土木 1989.7、水力ドットコム</p> <p><a href="http://www.suiryoku.com/gallery/shizuoka/akiha23/akiha23.html">http://www.suiryoku.com/gallery/shizuoka/akiha23/akiha23.html</a></p>

表 3-35 要素技術シート②： 高効率水車・発電機への更新・改修／水車・発電機更新

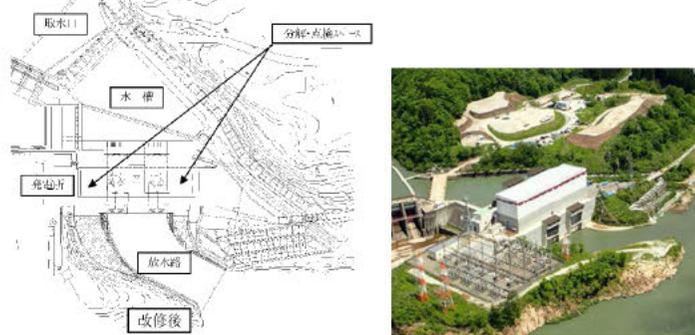
要素技術		具体的な事例	
技術概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 使用水量、有効落差は基本的に変更せず、より高効率の機電設備(水車・発電機)への変更により増出力を得る。</li> <li>● 水車形式の変更、台数の統合等により、改修パターンはケースバイケースで異なる。台数統合等が無ければ、水車基礎の改修で可能な場合もあれば、統合により、取水設備を含む発電所一式更新のケースもある。</li> </ul>	国／地域名	日本／新潟県：阿賀野川水系阿賀野川
		発電所名	鹿瀬発電所(東北電力株式会社)
		形式	ダム式／貯水池式
		増出力	49.5MW ⇒ 54.2MW(9%増)
適用評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 国内外に多数の実績事例があり、条件が整えば国内の大規模水力発電施設への適用は十分可能である。</li> <li>● 設備の経年劣化に伴い実施されるケースが多い。</li> </ul>	増電力量	不明
適用時効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 増出力、増発電電力量効果が得られる。</li> <li>● 比較的他の要素技術に比して増強効果(増出力率)が小さい。</li> <li>● 機電設備の更新に伴い新技術等の活用により、維持管理負荷の軽減(ランニングコスト軽減)が可能。</li> <li>● 国内事例における平均増出力率は 6%(A のみのケース)である。(海外事例：平均 7%)</li> </ul>	再開発概要	<p>鹿瀬発電所は運開から 80 年以上経過し水車・発電機を中心に老朽化が進んでいることから、抜本的な改修工事を実施し、立軸フランシス水車 6 台を立軸パルプ水車 2 台に整理統合し、最大出力を 4.7MW 増強した。</p> <p>既設構造物は極力活用しコスト低減を図り、かつメンテナンスコストを考慮し、既設水門数の変更や、呑口幅員の縮小により設備をコンパクト化した。</p> <p>魚道を停止することがないように改修設備の配置、施工方法を検討し、環境に配慮した施工とした。</p>
適用条件	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 水車・発電機の更新工事が可能なこと。</li> <li>● 工事の環境への負荷が小さく、地域と連携し同意形成が可能なこと。</li> </ul>	実施年： 2017 年	<p>参考図・写真</p>  <p>鹿瀬発電所平面図</p> <p>鹿瀬発電所</p>
適用への課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 発電停止期間の発生</li> <li>● 事業資金の調達</li> </ul>	<p>出典：電力土木 2013.11、東北電力プレスリリース  <a href="https://www.tohoku-epco.co.jp/pastnews/normal/1195520_1049.html">https://www.tohoku-epco.co.jp/pastnews/normal/1195520_1049.html</a></p>	



表 3-37 要素技術シート④： ダム発電容量の増加／ダム堤体嵩上げ

要素技術		具体的な事例	
技術概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ダム堤体嵩上げに伴う発電可能水位の高水位化を利用し発電施設を改修し発電能力を増強する。使用水量も併せて増になるケースもある。</li> <li>● 取水設備から導水路、圧力水路、発電所一式を新設するケースもあれば、設備の一部のみを補強／更新することにより対応するケースもあり、改修パターンはケースバイケースで異なる。</li> </ul>	国／地域名	日本／岐阜県：木曾川水系木曾川
		発電所名	丸山／新丸山発電所(関西電力株式会社)
		形式	ダム水路式／調整池式
		増出力	201.0MW ⇒ 220.4MW(10%増)(丸山／新丸山合計)
適用評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 国内外に複数の実績事例があり、条件が整えば国内の大規模水力発電施設への適用は可能である。</li> </ul>	増電力量	不明
適用時効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 増出力、増発電電力量効果が得られる。</li> <li>● 海外事例では、発電施設の大きな変更はなく、発電電力量のみが増加となっているケースもある。</li> <li>● 国内事例における平均増出力率は平均 88%(B1 を含むケース)である。(海外事例:平均 65%)</li> </ul>	再開発概要	丸山発電所は 1954 運開の最大出力 138MW、新丸山発電所は 1971 年運開の最大出力 63MW の発電所である。既設丸山ダム(国土交通省)を洪水調整能力の大幅な向上を目的として 20.2m嵩上げし新丸山ダムとすることに伴いダム水位が 6.5m 上昇することから、丸山発電所は 13MW、新丸山発電所は 6.4MW 出力増となる。
適用条件	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ダム再開発に伴い、有効落差、発電容量を確保できること。</li> <li>● 取水設備・導水路・圧力水路・発電所・放水路等の改修／建設が可能なこと。</li> <li>● 経済的に有利な効果が得られること。</li> <li>● 工事の環境への負荷が小さく、地域と連携し同意形成が可能なこと。</li> </ul>	実施年: 2021 年 (工事中)	丸山発電所は、水路工作物の嵩上げ・補強工事と水車・発電機を更新し、新丸山発電所は、水路工作物の嵩上げ・補強工事と水車・発電機のオーバーホールを実施する。
適用への課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 工事が大掛りになる。ダム管理者と発電事業者が異なることも多く、地域を含むステークホルダーとの調整、環境影響評価は必須である。</li> <li>● 系統接続</li> <li>● 事業資金の調達</li> </ul>	参考図・写真	<p>工事概要図(出典:関西電力プレスリリース)  <a href="https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2016/1101_tj_01.html">https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2016/1101_tj_01.html</a></p>

表 3-38 要素技術シート⑤： ダム貯水容量の有効活用／水路増設・拡幅

要素技術		具体的な事例	
技術概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ダムの貯水容量を有効活用するため、導水路・圧力水路等を増設／拡幅し、発電能力(調整能力)を増強する。</li> <li>● 流量Qが増えることから、取水設備、導水路、圧力水路、水車・発電機、発電所建屋、放水路等の増設／拡幅／更新が必要となる。設備の改修パターンはケースバイケースで異なる。</li> </ul>	国／地域名	日本／福島県：阿賀野川水系只見川
		発電所名	奥只見発電所(電源開発株式会社)
		形式	ダム水路式／貯水池式
		増出力	360.0MW ⇒ 562.7MW(56%増)
適用評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 国内に複数の実績事例があり、条件が整えば国内の大規模水力発電施設への適用は可能である。</li> </ul>	増電力量	不明
適用時効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 増出力、増発電電力量、調整力向上効果が得られる。</li> <li>● 機電設備の更新に伴い新技术等の活用により、維持管理負荷の軽減(ランニングコスト軽減)が可能。</li> <li>● 国内事例における平均増出力率は平均 88%(B1 を含むケース)である。(海外事例:平均 65%)</li> </ul>	再開発概要	<p>奥只見発電所に新たに発電設備(4号機)を増設し、大規模貯水池の貯水容量を有効活用し、200MW(138m<sup>3</sup>/s)のピーク供給力の増強を図った。増設に伴い維持流量を利用した維持流量発電所(2.7MW)もあわせて建設した。</p> <p>奥只見ダムに取水口を増設(堤体穴あけ)し、導水路、水圧鉄管、水車・発電機器の一式を増設した。増設は既設発電所を奥行き方向に拡張して設置した。</p> <p>希少鳥類の保護対策、騒音・振動対策、水質保全等、環境負荷の継続的低減を可能とする環境保全対策を実施した。</p>
適用条件	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 発電目的に活用可能な貯水容量があること。</li> <li>● 取水設備・導水路・圧力水路・発電所・放水路等の改修／建設、下流流量変動を緩和する逆調整池の整備が可能なこと。</li> <li>● 経済的に有利な効果が得られること。</li> <li>● 工事の環境への負荷が小さく、地域と連携し同意形成が可能なこと。</li> </ul>	参考図・写真	<p>奥只見発電所鳥瞰図</p> <p>奥只見ダム下流</p> <p>出典：電力土木 2000.7、水力ドットコム  <a href="http://www.suiryoku.com/gallery/fukusima/okutadam/okutadam.html">http://www.suiryoku.com/gallery/fukusima/okutadam/okutadam.html</a></p>
適用への課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 工事が大掛りになる可能性があり、かつ河川流量が変化する可能性があり、環境影響評価、地域との合意形成等が必須である。</li> <li>● 系統接続</li> <li>● 事業資金の調達</li> </ul>		

## 第4章

# 水力発電所における水上太陽光発電の ポテンシャル調査

## 4. 水力発電所における水上太陽光発電のポテンシャル調査

近年、水面を太陽光発電の設置場所として利用する水上太陽光発電の技術が進展している。ダム湖（貯水池、調整池）を持つ水力発電所は、その湖面が水上太陽光発電の設置場所として候補となり得るところであり、そのポテンシャルを把握することは、再生可能エネルギーの最大限の導入に繋がる取組みである。

本調査では、特に電力事業者が保有する国内の発電用のダムをリスト化し、一定の仮定により水上太陽光発電適用の可能性が想定される机上検討用発電用ダムを抽出する。

抽出した発電用ダムについて、当該ダムおよび発電所の事業者から情報収集あるいはヒアリングを行い、複数のモデルケースを検討する。モデルケースでは、湖面に水上太陽光発電を設置する場合に必要な許認可・手続き、水力発電の運用への影響・制約および系統制約等についても整理する。

発電用ダムリストおよびモデルケースの検討結果から、国内の発電用ダムにおける水上太陽光発電のポテンシャルを検討する。

### 4.1 国内の発電用ダムリストの整理と机上検討ダムの抽出

水上太陽光発電の全国発電用ダムへの導入可能性を検討するため、ダム年鑑 2021（一般財団法人 日本ダム協会）に掲載されている発電用ダム（一般水力）をリスト化し、ポテンシャルを検討するための机上検討対象ダムを複数抽出する。

#### 4.1.1 発電用ダムリスト

全国で約 600 ある発電用ダムのリストを整理した。

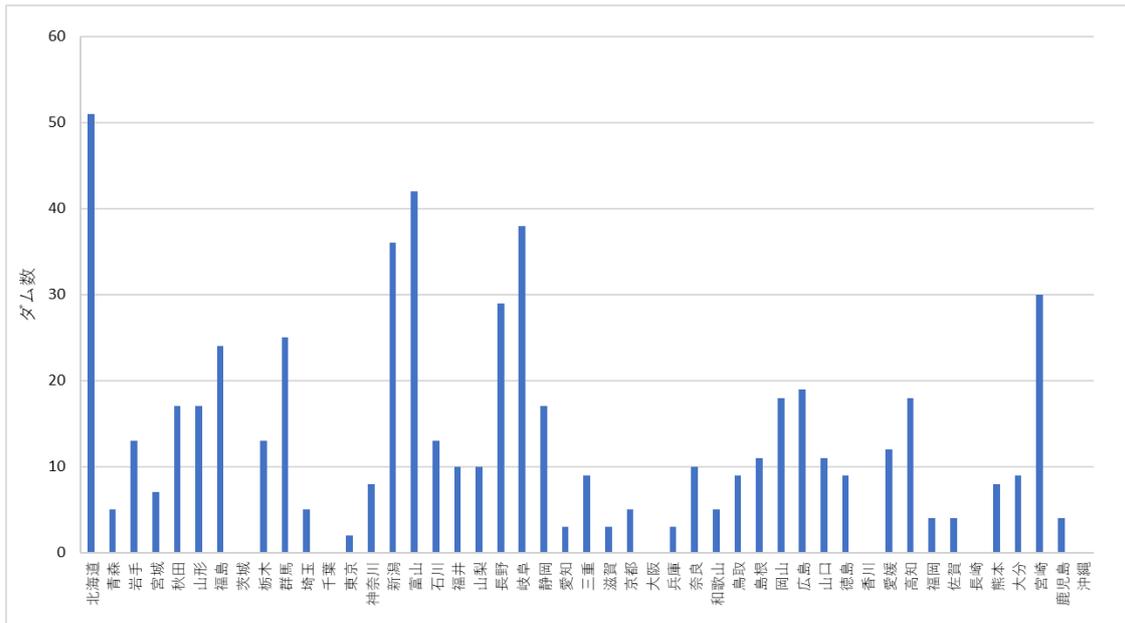
#### 4.1.2 国内の発電用ダムの諸元等の傾向

各ダムの諸元の平均・最大・最小値、湛水面積別、最大出力別、最大流量別、都道府県別のダム数を発電用ダムリストから整理し、その傾向を表 4-1 に整理した。

表 4-1 国内発電用ダムの諸元等の傾向

項目	傾向
都道府県別 発電用ダム数	発電用ダム数は北海道が 51 ダムと最も多く、次いで日本アルプス周辺の富山、岐阜等の中部地方に多い。一方、南関東や近畿地方および宮崎を除く九州地方、沖縄は発電用ダムの数が少ない傾向にある。
ダム湛水面積	湛水面積が 500ha 以下のダムが多く、500ha を超える大規模なダムは少ない傾向にある。
発電所 最大出力	最大出力は 10～100MW クラスの発電所が多く、次いで、1～10MW クラスが多い。100MW を超える大規模発電所数の割合は低い。
発電所 最大使用水量	最大使用水量は 10～100m <sup>3</sup> /s クラスの発電所が多く、次いで、1～10m <sup>3</sup> /s クラスが多い。

出典：ダム年鑑 2021 をもとに整理



出典：ダム年鑑 2021 をもとに整理

図 4-1 発電用ダム数 (都道府県別)

表 4-2 発電用ダムの各諸元の平均・最大・最小値

項目	平均	最大	最小
堤高(m)	54	186	6.40
流域面積(km <sup>2</sup> )	445	7,841	0.20
発電貯水容量(千m <sup>3</sup> )	15,019	458,000	3.00
最大出力(kW)	29,457	562,700	50.00
常時出力(kW)	6,802	121,800	7.00
最大使用水量(m <sup>3</sup> /s)	44	460	0.80
常時使用水量(m <sup>3</sup> /s)	13	148	0.06
最大有効落差(m)	108	621	8.35
利用水深(m)	15	74	0.70
湛水面積(ha)	126	2,373	1.00

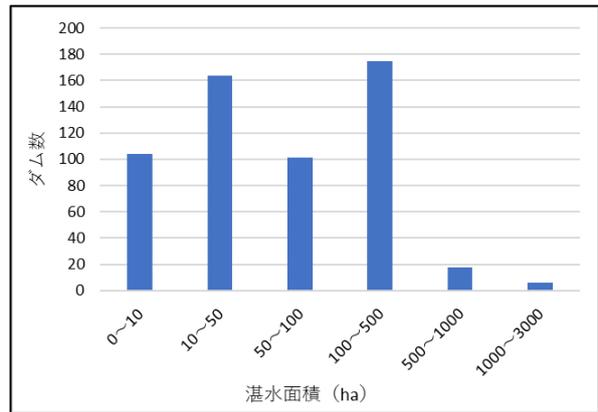


図 4-2 湛水面積別の発電用ダム数

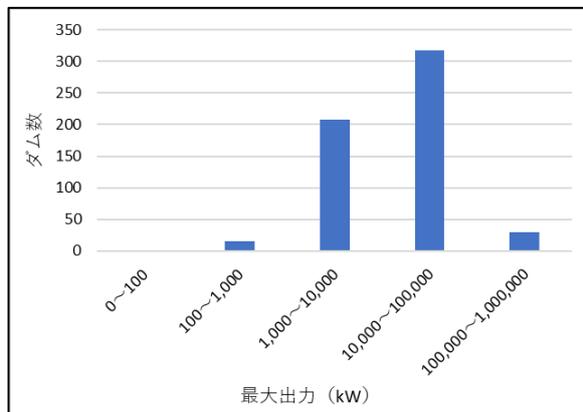


図 4-3 最大出力別の発電用ダム数

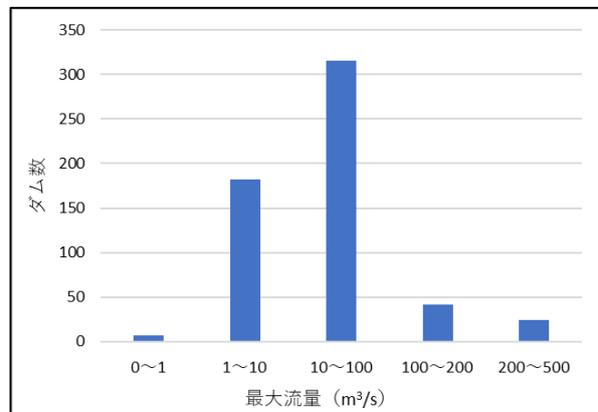


図 4-4 最大使用水量別の発電用ダム数

出典：ダム年鑑 2021(一般財団法人 日本ダム協会)に掲載されている発電用ダム(一般水力)データより日本工営作成

### 4.1.3 文献から見る水上太陽光発電の特徴

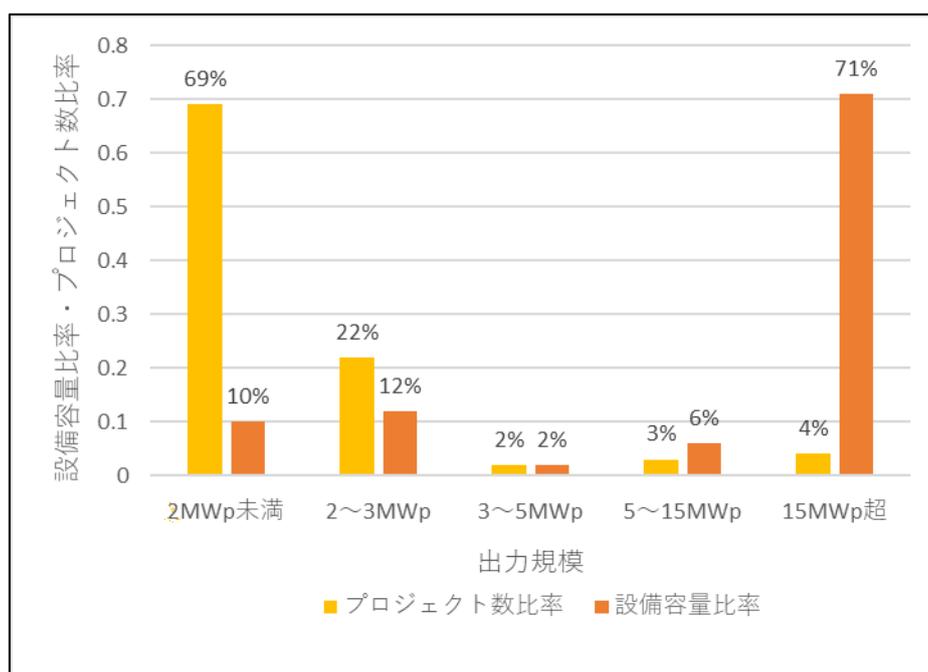
海外および国内における水上太陽光発電の特徴を以下の文献から整理した。同文献は、現在、水上設置型の太陽光発電に言及されていない「電気設備の技術基準の解釈」及び「電気設備技術基準の解釈の解説」（以下、「電技解釈等」とする）の改定にあわせた水上太陽光発電の安全性適合を目的として、国内外の状況を調査した資料である。

表 4-3 参考文献（文献から見る水上太陽光発電の特徴）

<p>経済産業省商務情報政策局産業保安グループ電力安全課 宛          令和元年度新エネルギー等の保安規制高度化事業委託調査（太陽電池発電設備に関する技術基準検討事業）報告書（令和2年3月 SOMPO リスクマネジメント株式会社）（以下、経産省報告書とする。）</p>
--

#### (1) 海外における設備容量比率と発電所数比率

海外の事例数では 2MW 未満の水上太陽光発電所が約 7 割を占める。逆に 15MW を超える大規模発電所（数では 4%）が全設備容量の約 7 割を占める。

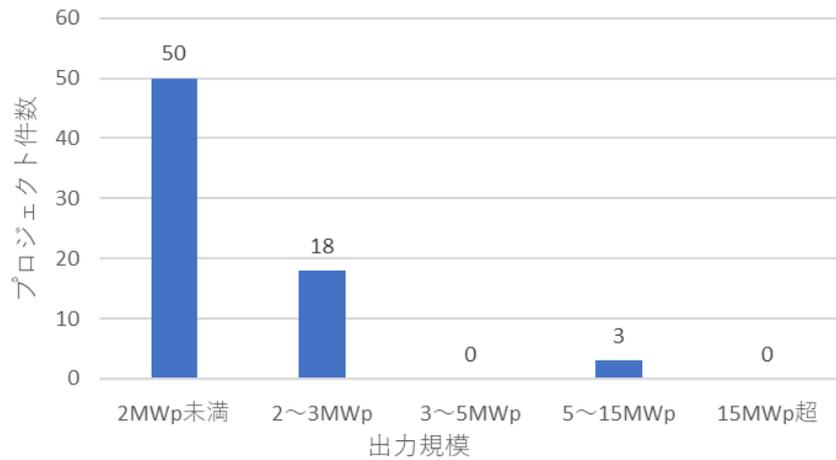


出典) 経産省報告書（表 4-3 参照）

図 4-5 海外における設備容量比率と発電所数比率

#### (2) 国内のプロジェクト数と出力規模

公表されている 71 の国内事例では、世界と同様に 2MW 未満が 50 カ所（約 7 割）を占める。15MW を超える大規模な水上太陽光発電所は確認されていない。

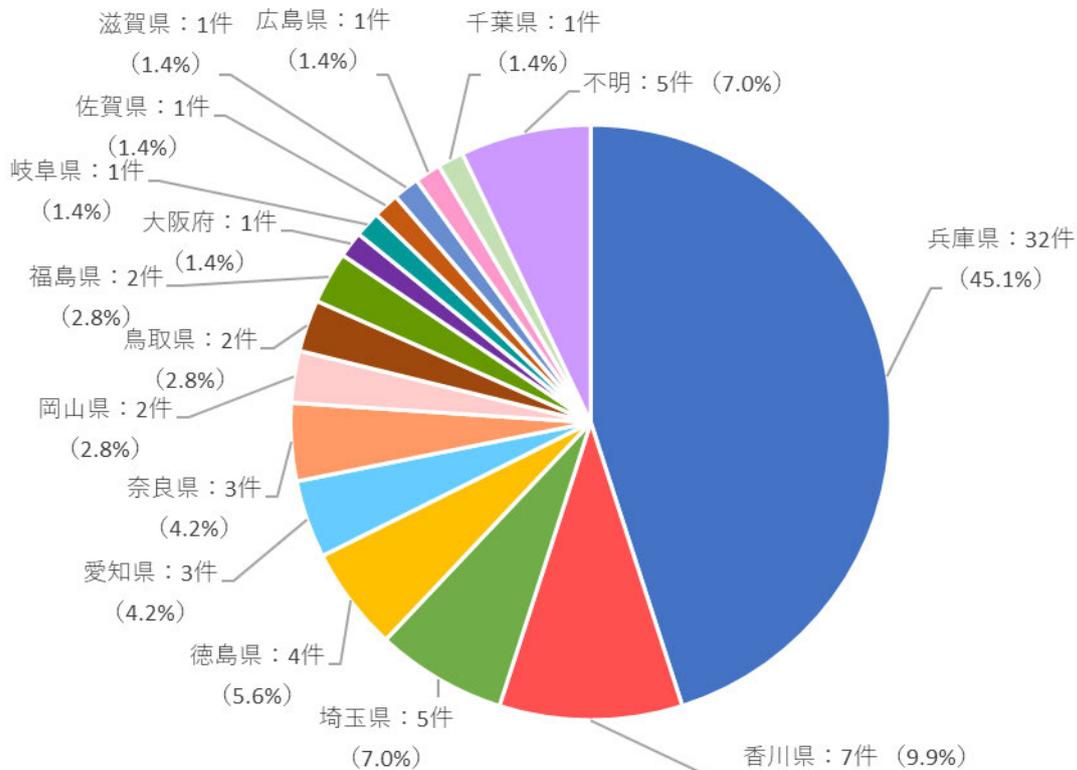


出典) 経産省報告書 (表 4-3 参照)

図 4-6 国内の水上太陽光発電プロジェクト数と出力規模

### (3) 国内の水上太陽光発電の設置数

発電用ダムへの水上太陽光発電の設置事例は国内では確認されない。兵庫県での設置数が最も多く、次いで香川県、埼玉県の順となっている。国内ではため池への設置事例が多いと思われる。



出典) 経産省報告書 (表 4-3 参照)

図 4-7 国内の水上太陽光発電の設置数と割合

表 4-4 都道府県毎のため池の数（上位 5 位）

順位	都道府県	箇所	割合
1	兵庫県	43,245	21.9%
2	広島県	19,609	9.9%
3	香川県	14,619	7.4%
4	大阪府	11,077	5.6%
5	山口県	9,995	5.1%

全国合計（本表6位以降を含む）：197,742 箇所

出典）経産省報告書（表 4-3 参照）

#### (4) 水上太陽光発電における国内事故事例

経産省報告書に掲載されている国内の事故原因は全て台風等に伴う「強風」によるものである。電気設備関連事故では、フロート、太陽電池モジュールのまくれ上がり・飛散等、電気設備関係以外ではアンカーやワイヤー等の支持物の損傷が報告されている（表 4-5 および表 4-6 参照）。

経産省報告書による水上太陽光発電の電気設備技術基準等への検討では、強風被害に対策する方向性が示されている（図 4-8 参照）。

表 4-5 国内事故事例（電気設備関係事故の報告）

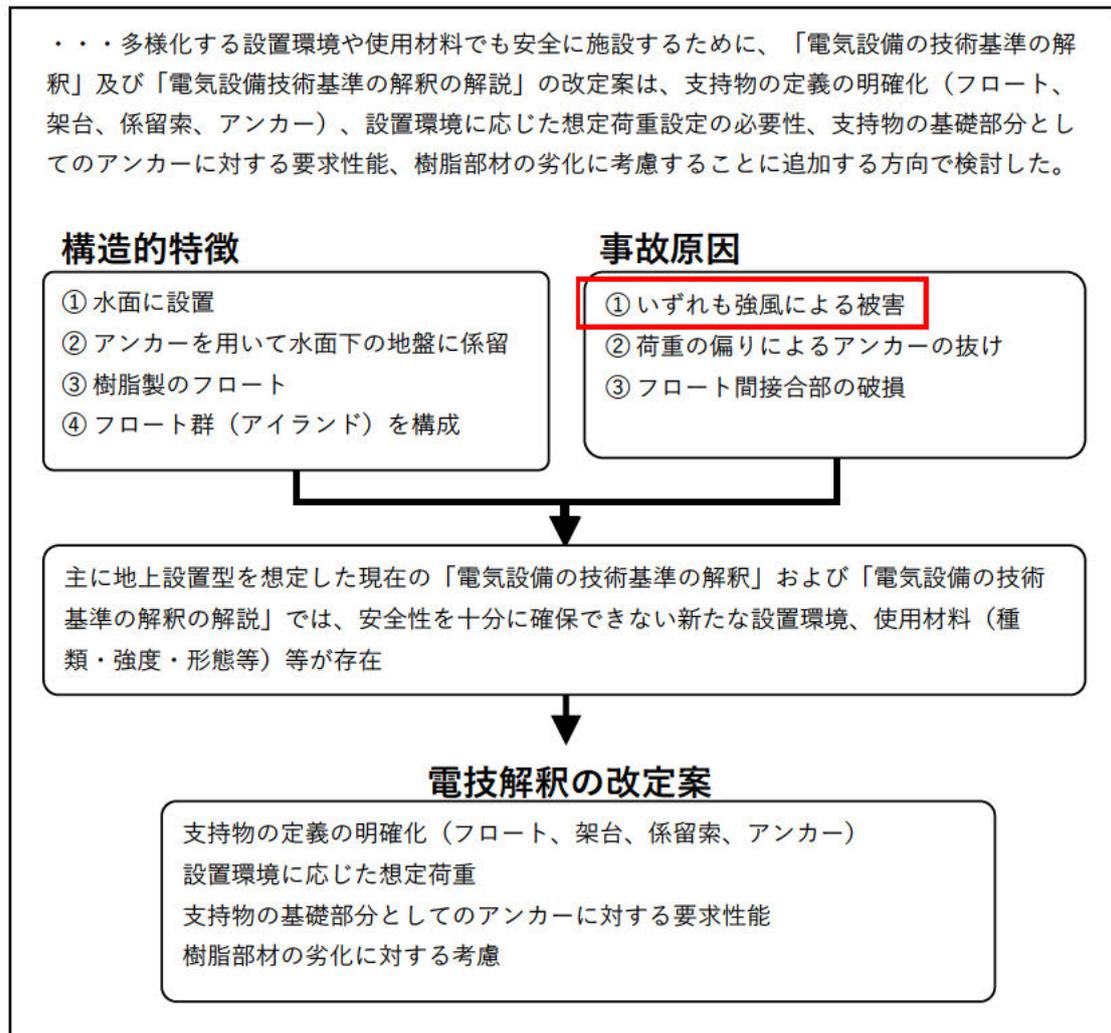
No.	①	②	③	④
被災日	2017.9.17 (台風18号)	2018.3.1	2018.8.24 (台風20号)	2018.9.4 (台風21号)
事故原因（発生事象）	強風	強風	強風	強風
被害状況	台風時の強風により、フロートがまくれ上がるとともに、フロート 太陽電池モジュールが飛散した。 飛散したフロートから、フロート間接合部（ボルト）の破損が確認された。	強風により、フロートがまくれ上がるとともに、フロート 太陽電池モジュールが飛散した。	台風時の強風により、フロートがバタつき、徐々にアンカーが緩んだところに突風が吹き、フロートがまくれ上がった。 また、栈橋がバタつき、ワイヤーチェーンが外れたところにワイヤーが切れ、フロートがまくれ上がった。	台風時の強風によって水面が波立ったことでフロートが浮き上がり、風がフロートの下に入ったため、設計値以内の風速でも想定外の荷重が加わり、一部の太陽電池モジュールとフロートが飛散した。 飛散した太陽電池モジュールのうち2枚は構外へ飛散した。

出典）経産省報告書（表 4-3 参照）

表 4-6 国内事故事例（電気設備関係事故以外の報告）

番号	①	②	③	④
被災日	2016.8.22 (台風9号)	2017.10.22 (台風21号)	2018.7.28-29 (台風12号)	2018.8.24 (台風20号)
事故原因（発生事象）	強風	豪雨 強風	強風	強風
被害状況	台風時の強風による風圧と高波により、フロートがまくれ上がり、損壊した。端部のフロートに太陽電池モジュールを設置していたことが事故の原因ではないかと見られている。	施工工事完了間際、豪雨により水位上昇が設計想定以上となり、また台風時の強風や波によって水上フロートが暴れ、アンカーとフロートを結ぶワイヤーが切断し、太陽電池モジュールが転覆、破損した。	台風時の強風により、フロート間の接合部の外れ等をきっかけとしてフロートと太陽電池モジュールが飛散、アンカーも損傷した。	台風時の強風により、フロートがまくれ上がり、フロート間の接合部の外れ等をきっかけとしてフロートと太陽電池モジュールが飛散した。

出典）経産省報告書（表 4-3 参照）



出典）経産省報告書（表 4-3 参照）

図 4-8 水上太陽光発電に関する電技解釈等の検討の方向性

#### (5) 事例から見る水上太陽光発電の特徴

経産省報告書に示される以下の特徴から、発電用ダムにおける水上太陽光発電の導入は国内では見あたらず、かつ、強風対策が求められる。また、5～15MWの事例が若干あるが、国内での施工規模の実績は3MW以下が大半を占める。

- ① 海外および国内において2MW以下の水上太陽光発電設置事例数が最も多い。国内では71事例中、68事例（97%）が3MW以下の事例である。
- ② 国内ではため池が多い地域において導入事例が多く、発電用ダムにおける導入事例は見あたらぬ。
- ③ 国内で報告される事故原因は台風に伴う強風であり、電技解釈等の改定においては強風に対する被害軽減の方向性により検討が進められている。

#### 4.1.4 水上太陽光発電の導入検討に向けた机上検討ダムの抽出

国内の発電用ダムの状況（発電用ダムリスト）、前項の水上太陽光発電の特徴を基に、以下のプロセスにより、水上太陽光発電の導入検討およびそのポテンシャルを検討するための「机上検討ダム」を抽出する。

国内にある約 600 の発電用ダム（一般水力）について、太陽光発電の一般的な条件と水上太陽光発電の特性を考慮し、日射量、ダム湖の湛水面積、利用水深、湖底面積の広さを考慮し、導入に適している可能性が高いダムを抽出する。

水上に太陽光発電を設置する特性から積雪による影響、強風による事故発生を考慮し、ダム湖の位置により地域を分類した（積雪地域、強風地域、その他地域）。また、湖面流速および流木による水上太陽光発電への影響が想定されることから、分類された地域ごとに複数のダムを抽出し、貯水交換率等によりさらに取捨選択し、ケーススタディ対象ダムの選定を行う。

本検討のアウトプットとして、発電用ダムリストおよびケーススタディの結果から、国内の水上太陽光発電のポテンシャルを検討する。

表 4-7 水上太陽光発電の導入検討に向けた机上検討ダムの抽出プロセス

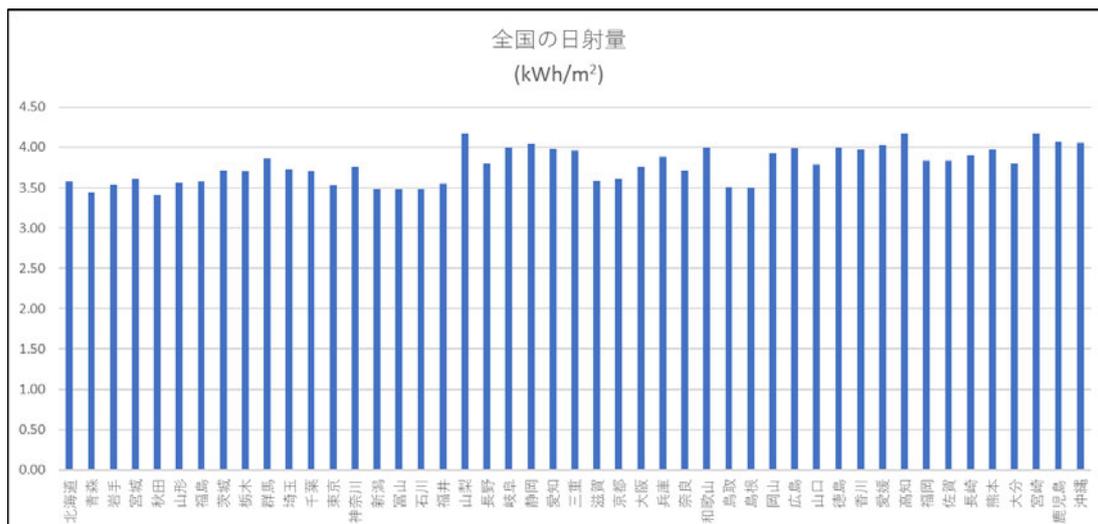
単位：ダム数

パラメータ	抽出方法	対象ダムの抽出	ケーススタディ	抽出またはケーススタディの目的	
スタート	発電用ダムリストの整理	586 ↓		国内の発電用ダムへの水上太陽光導入ポテンシャル調査が目的	太陽光導入の可能性が高い候補の抽出
日射量	良好な日射量を有する地域（都道府県）に位置する発電用ダムを抽出 (全国の日射量に大差がないため全数抽出)	586 ↓		太陽光を広く効果的に普及させるための仮抽出	
ダム湖の湛水面積	湛水面積が広い発電用ダムの上位抽出	300 ↓		同上	
ダムの利用水深	利用水深が一定水準の発電用ダムを抽出	187		水上太陽光導入に適したダムの抽出	水上太陽光の特性を考慮
積雪	全国の積雪量を参考に地域分類		机上検討ダム (複数抽出)	・積雪/強風/その他地域に分類 ・水上太陽光の事故、水上太陽光への影響（湖面流速、流木の影響）をFSにて考察	
強風	強風の影響を想定した地域分類				
湖面流速	貯水交換率の程度（高・中・低）から抽出				
↓					
国内の水上太陽光のポテンシャルを考察					

備考) 本表に記載するダム数は、後述による抽出結果を示す。

##### (1) 全国の都道府県別日射量

水上太陽光発電の設備利用率向上の観点から、日射量が豊富な地域での導入検討が効果的であるが、図 4-9 に示すとおり、各都道府県の日射量が概ね 3.5~4.0kWh/m<sup>2</sup> の範囲で顕著な差異が見られないため、発電用ダムリストの全数（586 ダム）を以降の抽出対象とした。



出典：ダム年鑑 2021 をもとに整理

図 4-9 全国の年平均日射量グラフ

### (2) 湛水面積が広い発電用ダムを抽出

水上太陽光発電の導入においては、アレイ設置面積、湖面への日陰の影響等を考慮するとダム湖の湛水面積が広いほど有利である。よって、前項で抽出した 586 ダムの中から、湛水面積が広い上位 300 ダムを抽出した。(表 4-8 を参照)

### (3) 利用水深が一定水準以下の発電用ダムを抽出

水上太陽光発電の土台となるフロートは、アンカーあるいはシンカー等を湖底に設置し、フロートを水面に固定する。一般に水位変動が著しい発電用ダム湖に水上太陽光発電を設置する場合は、水位変動の影響を考慮する必要がある。国内外で先行する設置事例から、水上太陽光発電が設置可能な利用水深を一定水準以下と仮定し、同条件に適合するダムを前項の 300 ダムから 187 ダムを抽出した。(表 4-9 を参照)

利用水深(m)とは、ダム湖の常時満水位 NWL (EL.m)と最低水位 LWL (EL.m)との水位差であり、発電用ダムで運用される水位差変動である。本来は最高水位 HWL(EL.m)と LWL との水位差を評価すべきであるが、参照した文献(ダム年鑑 2021)には、水位データではなく、今回対象としたダムの利用水深の値が網羅的に掲載されていることから、対象を抽出する過程の概算値として本調査では採用した。

<b>利用水深(m)=NWL-LWL</b>	
NWL	： (常時満水位) 平常時の最高水位を示し、利水や発電で使用している時や洪水時以外は同水位が維持される。
LWL	： (最低水位) ダムの運用計画上の最低の水位を示す。

表 4-8 湛水面積が広い発電用ダムを抽出 (300 ダム)

順位	ダム事業者	位置 (県)	ダム名	竣工 年度	目的	堤高 (m)	流域 面積 (km <sup>2</sup> )	発電貯 水容量 (千m <sup>3</sup> )	最大 出力 (kW)	常時 出力 (kW)	最大使 用水量 (m <sup>3</sup> /s)	最大有 効落差 (m)	利用 水深 (m)	日射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	貯水交 換率 $\alpha$
1	北海道開発局建設部	北海道	雨竜第一		FP	46	203	172,100	51,000	17,500	44	139	11	3.58	0.1
2	北海道電力(株)	北海道	雨竜土堰堤	1943	P	22	203	172,119	51,000	17,500	44	139	11	3.58	0.1
3	北海道開発局建設部・北海道開発局農水部・ 石狩東部広域水道企業団・北海道	北海道	夕張シューパロ (再)	2014	FNAWP	111	433		28,470	1,870	41	78	37	3.58	
4	水機構ダム事業部	岐阜	徳山	2007	FNWIP	161	255	257,400	153,000		396	126	33	4.00	0.8
5	電源開発(株)	新潟	奥只見	1960	P	157	426	458,000	562,700	50,600	249	170	60	3.48	0.3
6	栃木県	栃木	中禅寺(再)	1998	FNP	6	125	11,400	49,210	18,380	8	218		3.70	0.4
7	電源開発(株)	福島	田子倉	1959	P	145	702	370,000	400,000	42,400	420	107	52	3.58	0.6
8	北海道開発局建設部	北海道	金山	1967	FAWP	57	470	105,220	25,000	10,590	48	62	25	3.58	0.2
9	電源開発(株)	岐阜	御母衣	1961	P	131	396	330,000	215,000	49,500	130	171	65	4.00	0.2
10	東北地方建設局	秋田	玉川	1990	FNAWIP	100	287	122,000	23,600	3,300	40	69	47	3.41	0.2
11	電源開発(株)	北海道	糠平	1956	P	76	388	160,500	42,000	11,200	45	110	30	3.58	0.1
12	水資源機構ダム事業部	高知	早明浦(再)		FNAWIP	106	417		42,000	4,800	65	76		4.17	
13	中部地方整備局	静岡	佐久間(再)		FP	156	3,827	167,596	382,000	121,800	306	133	40	4.05	1.0
14	九州電力(株)	宮崎	一ッ瀬	1963	P	130	415	155,500	180,000	17,000	137	152	30	4.17	0.5
15	北海道開発局建設部	北海道	滝里	1999	FMAWP	50	1,662	35,000	57,000		150	45	9	3.58	2.3
286	石川県	石川	犀川	1965	FNWP	72	56	7,100	16,200	2,700	12	160	27	3.48	0.9
287	関西電力(株)	京都	和知	1968	P	25	573	1,286	5,700	400	35	20	3	3.61	14.3
288	山梨県	山梨	広瀬	1974	FAWP	75	77	5,200	34,300	4,770	9	247	28	4.17	0.9
289	王子製紙(株)	北海道	千歳第三	1918	P	24	243	483	3,300	500	24	20	1	3.58	25.6
290	新潟県	新潟	早出川	1979	FAP	83	83	200	7,100	470	12	70	73	3.48	31.5
291	福井県	福井	広野	1976	FNIP	63	42	4,000	1,400	380	3	54		3.55	0.4
292	東京電力(株)	長野	小田切	1954	P	21	2,787	1,290	16,900	7,000	140	14	3	3.80	57.0
293	関西電力(株)	岐阜	打保	1953	P	26	1,053	1,685	24,300	11,600	42	69	4	4.00	13.1
294	中国電力(株)	島根	周布川	1961	P	58	89	7,143	9,800	3,600	8	146	19	3.50	0.6
295	東北電力(株)	福島	蓬来	1938	P	22	2,756	1,406	38,500	12,500	58	78	3	3.58	21.7
296	高知県	高知	鏡	1966	FNWIP	47	81	2,620	3,300	380	10	40	15	4.17	2.0
297	東北水力地熱(株)	岩手	石羽根	1953	P	21	725	1,580	10,800	900	78	17	3	3.54	25.8
298	関西電力(株)	長野	読書	1960	P	32	1,342	2,677	112,100	23,200	119	112	7	3.80	23.3
299	東京電力(株)	長野	稲核	1968	P	60	445	6,100	32,510	9,360	54	71	14	3.80	4.7
300	電源開発(株)・北海道開発局農水部	北海道	屈足	1988	AP	28	773	690	15,400	5,200	41	45	16	3.58	31.2

備考) 上位 15 と下位 15 を抜粋 出典) ダム年鑑 2021 をもとに整理

ダムの目的  
F:洪水調節、N:流水の正常な機能の維持、  
A:農業、W:上水道、I:工業、P:発電

表 4-9 利用水深が一定水準以下の発電用ダムを抽出 (187 ダム)

順位	ダム事業者	位置 (県)	ダム名	竣工 年度	目的	堤高 (m)	流域 面積 (km <sup>2</sup> )	発電貯 水容量 (千m <sup>3</sup> )	最大 出力 (kW)	常時 出力 (kW)	最大使 用水量 (m <sup>3</sup> /s)	最大有 効落差 (m)	日射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	湛水面積 (ha)	貯水交 換率 $\alpha$
1	王子製紙(株)	北海道	千歳第三	1918	P	24	243	483	3,300	500	24	20	3.58	54	25.6
2	北海道開発局農水部	北海道	川端	1962	AP	21	264	674	4,200	1,400	30	16	3.58	68	23.4
3	北海道電力(株)	北海道	芦別	1952	P	17	2,173	1,400	10,000	2,500	84	14	3.58	116	31.5
4	中部電力(株)	岐阜	川辺	1936	P	27	2,159	1,724	30,000	7,200	155	24	4.00	120	47.3
5	九州電力(株)	福岡	夜明	1954	P	15	1,440	790	12,000	4,500	80	18	3.84	85	53.2
6	東京電力(株)	長野	笹平	1954	P	19	2,760	493	14,700	6,700	140	12	3.80	60	149.3
7	東京電力(株)	長野	水内	1943	P	25	2,620	1,220	31,600	13,400	138	27	3.80	103	59.5
8	徳島県	徳島	川口	1960	P	30	617	950	11,700	3,900	70	20	4.00	87	38.7
9	九州電力(株)	宮崎	大内原	1956	P	26	737	1,239	16,000	2,100	120	16	4.17	88	50.9
10	東北電力(株)	新潟	鹿瀬	1928	P	33	6,264	2,270	104,500	25,700	290	22	3.48	163	67.1
11	荒川水力電気(株)	新潟	岩船	1961	P	30	766	1,072	11,500	1,900	65	21	3.48	67	31.9
12	中国電力(株)	島根	浜原	1953	P	19	3,000	2,600	25,000	2,100	110	27	3.50	149	22.2
13	東北電力(株)	山形	上郷	1962	P	24	1,810	1,890	15,400	2,500	100	18	3.56	100	27.8
14	中部電力(株)	長野	平岡	1951	P	63	3,650	4,829	101,000	23,900	256	46	3.80	258	27.9
15	電源開発(株)	熊本	瀬戸石	1958	P	27	1,629	2,230	20,000	3,000	134	17	3.97	124	31.6

173	宮崎県	宮崎	綾南	1958	FP	64	87	19,400	13,000		10	152	4.17	136	0.3
174	神奈川県企業局	神奈川	城山	1964	FWIP	75	1,201	41,600	12,500		33	45	3.76	247	0.4
175	四国地方建設局	高知	永瀬	1956	FNP	87	295	23,550	22,800	5,900	30	90	4.17	208	0.7
176	東京電力(株)	長野	七倉	1979	P	125	150	16,200	42,000		35	141	3.80	72	1.1
177	大分県	大分	北川	1962	FP	82	178	27,400	25,100	3,000	25	117	3.80	200	0.5
178	東北地方建設局	宮城	大倉	1961	FNAWIP	82	89	15,000	5,200	1,400	7	97	3.61	160	0.2
179	電源開発(株)	北海道	糠平	1956	P	76	388	160,500	42,000	11,200	45	110	3.58	822	0.1
180	宮城県	宮城	栗駒	1962	FAP	57	53	12,758	2,800	300	5	67	3.61	83	0.2
181	電源開発(株)	奈良	風屋	1960	P	101	445	89,000	75,000	21,000	60	144	3.71	446	0.4
182	球種電力(株)	宮崎	一ッ瀬	1963	P	130	415	155,500	180,000	17,000	137	152	4.17	686	0.5
183	関東地方建設局	群馬	相俣	1959	FNP	67	111	10,600	7,820	1,988	10	91	3.86	98	0.5
184	宮崎県	宮崎	綾北	1960	FP	75	148	10,900	12,025		14	98	4.17	95	0.7
185	電源開発(株)	新潟	黒又川第一	1958	P	91	106	30,627	61,500	27,000	42	168	3.48	144	0.7
186	九州地方建設局	熊本	市房	1959	FNP	79	158	16,800	17,400	1,530	25	71	3.97	165	0.8
187	四国地方建設局	高知	大渡	1986	FNWP	96	689	13,000	33,000	1,500	45	85	4.17	201	1.8

備考) 上位 15 と下位 15 を抜粋

出典) ダム年鑑 2021 をもとに整理

ダムの目的  
F:洪水調節、N:流水の正常な機能の維持、  
A:農業、W:上水道、I:工業、P:発電

#### 4.1.5 机上検討ダムの抽出

前項で抽出した 187 ダムについて地域を分類し、積雪、強風による影響を想定、貯水交換率、ダム湖の形状等を整理し、机上検討ダムを抽出した。

##### (1) 地域分類

水上太陽光発電の導入においては表 4-10 に示す地域特性を考慮して地域を分類した。

表 4-10 机上検討ダムの抽出における地域の分類

積雪地域		強風地域				その他地域	
都道府県	抽出した ダム数	都道府県	抽出した ダム数	都道府県	抽出した ダム数	都道府県	抽出した ダム数
北海道	23	静岡	2	大分	3	宮城	6
秋田	9	三重	3	佐賀	1	栃木	1
岩手	7	岡山	3	熊本	3	神奈川	2
山形	8	島根	6	宮崎	11	山梨	2
福島	12	広島	6			群馬	8
新潟	8	愛媛	2			岐阜	14
富山	7	徳島	3			京都	2
石川	3	高知	7			奈良	3
福井	1	山口	2			和歌山	4
長野	13	福岡	1			兵庫	1
計	91	計			53	計	43
抽出したダム数（合計）							187

出典：ダム年鑑 2021 をもとに整理

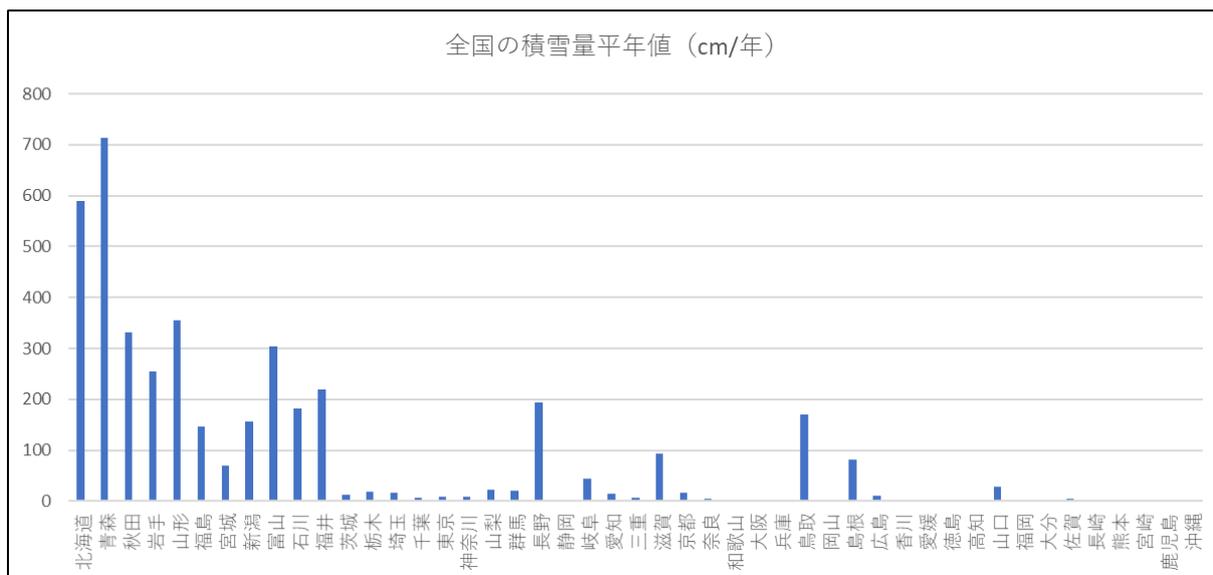
##### 1) 積雪地域

太陽光発電のパネル表面への積雪を防ぐための傾斜角度は一般に 20 度程度以上とする必要がある。一方で、パネルの傾斜角度に応じて生じるアレイ間の日陰を避けるため、傾斜角度が高いほどアレイの設置間隔を広げなければならない。

水上太陽光発電はアレイを水上フロートに設置する都合上、傾斜角度が高いほどフロート面積が増大してコストが増加し、また、同じ面積でのアレイ数も減少する。

このような背景から、水上太陽光発電の主要メーカーは、パネルの傾斜角度を 12 度程度以内で設計している。パネルの傾斜角度が 20 度以下の場合、積雪がパネル上に残置し、積雪地域では発電効率が減少するため、降雪量が少ない地域の方が水上太陽光発電の導入検討において有利である。

よって、可能性を検討するために、積雪が多い地域を降雪地域として、年間の積雪量が一定程度の都道府県別を目安に分類した。



出典) 気象庁 HP より整理

図 4-10 都道府県別積雪量

## 2) 強風地域

経産省報告書に掲載される国内水上太陽光発電の事故事例は、全て強風が原因であることから、東海沿岸部、中国地方、四国地方、九州地方に位置するダムを強風地域として、都道府県別に分類した。

なお、同分類は、気象庁の1951年以降の台風上陸データを参照し、台風の通過が比較的多い地域を中心に、ケーススタディにおいて強風の影響を検討するための抽出が目的であり、都道府県単位による簡易的な分類である。過去に発生した台風被害の多寡等については考慮していない。

## 3) その他地域

前述の積雪地域および強風地域に分類されない都道府県をその他地域に分類した。

## (2) 発電用ダム貯水交換率

ダム貯水池には一般に「流れダム」と呼ばれるものと「とまりダム」と呼ばれるものが存在する。流れダムは貯水容量が流入量に比べて相対的に小さい。一方、とまりダムはその逆となる。貯水交換率 $\alpha$ は以下により算出される。

$\alpha$  = 年間総流入量 / 貯水池総容量

$\alpha < 10$  : 「とまりダム湖」となり、流水は停滞しがちである。

$\alpha > 20$  : 「流れダム湖」に相当し、流水の作用が大きい。

水上太陽光発電では、太陽光パネルをフロート上に設置し、複数のフロートを連結し一つの集合体としてまとめて係留する。これをアイランドと言う。アイランドは湖面に設置されることから、流速が低いダム湖への導入が優位であるため、発電用ダム湖の表面流速の評価についてこの貯水交換率を準用する。

当該ダムを取水源とする発電所の最大使用水量と発電貯水容量から $\alpha$ を求め、以下により机上検討ダムを抽出するためのパラメータとして用いる。なお、今回扱ったデータにダムの流入量が公表されていないため、発電所の最大使用水量を流入量として準用した。ダムによっては $\alpha$ に誤差が生じる可能性があるため、机上検討対象を抽出する上で目安値として扱う。

$\alpha$  = 最大使用水量 (m<sup>3</sup>/s) × 60 × 60 × 24 × 365 / 発電貯水容量 (m<sup>3</sup>)

$\alpha < 10$  : (低) ダム湖の表面流速が穏やか

$10 \leq \alpha < 20$  : (中) ダム湖の表面流速が普通

$\alpha \geq 20$  : (高) ダム湖の表面流速が早い

## (3) ダム湖の形状

抽出した 187 ダムのダム湖の形状をインターネットによる航空写真で確認し、以下の 3 種類に分類した。なお、ダム湖形状の同分類については貯水交換率 $\alpha$ との相関が整理結果から確認され、 $\alpha$ の値が小さいほど◎あるいは○に、値が大きいほど△に分類される傾向が顕著ではないが相対的に見られた。

◎ : 航空写真で丸または幅広形状のダム湖あることを確認できる。

○ : 航空写真で堤長またはダム湖幅 (川幅) が概ね 100m 以上あることを確認できる。

△ : 水上太陽光発電設置に不向きと想定される河川形状である (○よりも狭小)。



◎の例：釜房ダム：宮城県内



○の例：笠置ダム：岐阜県内



△の例：瀬戸石ダム：熊本県内

写真の出典) グーグルマップ

図 4-11 ダム湖の形状 (例)

#### (4) ケーススタディに向けた机上検討ダムの抽出結果

抽出した 187 ダムを 3 つの地域分類別に、貯水交換率  $\alpha$  にて順位付けし、全国で 14 箇所の上機検討ダムを抽出した。なお、ケーススタディは水上太陽光発電の適地・不適地双方が幅広く実施対象となることが望ましいと考え、上記にて分類した積雪・強風・その他の各地域分類、かつ様々な貯水交換率での検証が実現するよう、各パラメータと

も該当数が2つ以上となるようにダムを抽出した（表4-11）。

抽出した14ダムについて、ダム事業者あるいは発電事業者に情報提供を求めて、水上太陽光発電のポテンシャル検討の検証に利用するほか、この中から3ダムについてケーススタディを行う。

表 4-11 机上検討ダムと検証用パラメータ数

単位：パラメータ数

No.	位置 (県)	地域分類			貯水交換率 $\alpha$			ダム湖の形状	
		積雪	強風	その他	低	中	高	◎	○
(1)	北海道	1			1			1	
(2)	北海道	1			1				1
(3)	宮城			1	1			1	
(4)	群馬			1	1			1	
(5)	群馬			1	1			1	
(6)	群馬			1	1				1
(7)	群馬			1	1				1
(8)	岐阜			1		1			1
(9)	岐阜			1		1			1
(10)	岐阜			1			1		1
(11)	山口		1		1				1
(12)	大分		1		1				1
(13)	宮崎		1		1				1
(14)	島根		1				1		1
合計		2	4	8	10	2	2	4	10

備考) 1.本表は、水上太陽光発電のケーススタディに向けた分類を示す。

2.該当するパラメータに「1」を入力した。

出典：ダム年鑑 2021 をもとに整理

## 4.2 机上検討ダムにおけるヒアリング結果

前項で抽出した机上検討ダム 14 箇所についてダム管理者に資料提供（ダムの水位・設計流量情報、ダム標準図、湖面下地形平面図、浚渫・抜水計画、流木処理状況、湖面の利用状況、水上太陽光発電に対する意見等）を依頼した。また、協力を得られたダム事業者に対して水上太陽光発電導入に関する意見等をヒアリングした。

机上検討ダム 14 箇所を管理する 8 事業者に対して資料提供を依頼し、ヒアリングでは 3 事業者を対象に計 6 ダムについて、後述 4.2.1 に記載する回答が得られた。また、アイランドを配置するために必要な 7 ダムの湖面下地形図を入手した。

- 情報提供の依頼                    8 事業者（14 ダム）
- ヒアリング                            3 事業者（6 ダム）
- 湖面下地形図入手                4 事業者（7 ダム）

### 4.2.1 水上太陽光発電の設置に係る設備面および環境面での特徴と課題

提供を受けた資料およびヒアリング結果から得られた情報から、水上太陽光発電の発電用ダムへの導入について、以下の特徴や課題が得られた。後述するポテンシャル検討等において考慮する。

#### (1) 利用水深

机上検討ダムの抽出過程で考慮したダムの利用水深についてヒアリングしたところ、各ダムとも最高水位から最低水位までの貯水位運用であることは当然であるが、後述のとおり、浚渫・抜水は計画されておらず、回答が得られた事業者の全てが「実施する可能性はあるが当面は不明」と回答した。よって、ポテンシャルを調査する上で浚渫・抜水を考慮することは現実的ではないと考え、机上検討ダムの抽出過程で考慮した利用水深が一定水準以内のダム全てがポテンシャル検討の対象になると仮定する。

#### (2) 浚渫・抜水の計画

前述のとおり、机上検討の対象とした 14 のダム湖においては浚渫・抜水の計画が無かった。ただし、現時点では計画がないが、今後実施しないことを確約するものではないとの回答をヒアリングから得た。

なお、自然越流式で洪水吐や排砂ゲートの無いダムでは構造上抜水することが出来ず計画が無いとの回答も得られた。また、一部のダムでは、カビ臭対策を目的とした不定期な抜水（干し上げ）の実績が確認された。

ヒアリングの結果より、ダム湖の浚渫・抜水については必要に応じて対応している状況が一般的と想定できるため、水上太陽光発電の導入検討においても個別に考慮すべき課題と考える。

### (3) ダム湖の凍結と積雪

寒冷地や設置標高が高いダムの湖面は凍結する機会が多く、水上太陽光発電の設備損傷につながる可能性があり、水上太陽光の導入に不適である。なお、標高が一定水準を超える位置にあるダム湖は湖面が凍結する可能性が高い状況をヒアリングから確認した。

なお、国内の気温差から全ての地域において同標高以上で凍結するとは考えにくいと仮定した。

また、国内で主に流通している水上太陽光発電用のパネル傾斜角は最大 12° であるため、前述の通りパネル上の積雪が自重落下しない可能性が高く、積雪が進行するとフロートの浮力が積雪荷重に耐えられなくなり水没が懸念されるため積雪量も考慮すべきである。

上記より、水上太陽光発電の設計においては、ダム湖凍結の有無と積雪量を考慮する必要がある。なお、水上太陽光発電メーカーから別途ヒアリングした情報を元に検討すると、国内の多くの発電用ダムに水上太陽光発電のポテンシャルがない結果となる。したがって、あくまで仮定となるが、今後の需要とポテンシャルへの期待値を考慮した積雪量をポテンシャルの閾値として想定する。

### (4) 河積阻害

ヒアリングにおいては、これを懸念するダム管理者が多かった。水上太陽光発電のフロートおよび係留ワイヤー本体、あるいは、これらへの流木等の滞留により河積阻害が発生し、ワイヤー損傷によるフロートの流出や、最悪の場合、河川水の河川区域外へ流出が懸念される。河積阻害対策を十分考慮したアイランド配置計画<sup>(※)</sup>が必須である。

(※)アイランド配置については、後述する 4.4.1 節を参照のこと。

### (5) 流木対策

河積阻害同様、ヒアリングにおいては洪水時の流木対策を懸念するダム管理者が多かった。特に発電用のため池等ではなく河川を堰き止めて構築したダムにおいては、ヒアリングを実施した全てのダム管理者が懸念を表明した。実際の水上太陽光発電計画時には詳細な検討が必要と考えられる。

なお、ダム湖に滞留する流木等は、ダム堤体や発電用取水口付近で網場により捕獲し、船舶やクレーンによって除去される運用方法が一般的であり、アイランドがダム湖の広範囲に散在した場合の除去方法は想定されていない。

流木等の滞留を想定したアイランドの配置計画や上流位置への網場の設置検討等が必須である。

## (6) 強風等

国内における水上太陽光の事故事例は全てが強風によるものである。フロートの係留設備が強風で損傷した場合、ダム堤体や発電用取水口へ流下していく恐れがあり、ダム運用に影響を与え、さらにダム設備の損傷等が懸念される。

ただし、ヒアリング対象のダム湖においては、強風が顕著であるとの状況は特に確認されなかったため、風速荷重に適した設計あるいは、今後改定される「電気設備の技術基準の解釈」及び「電気設備技術基準の解釈の解説」等の安全性適合に準拠する設計により対処すべきである。

## (7) ダム湖の流速

### ① 洪水時

ヒアリングにおいては、洪水時のダム湖の流速や流下物は、通常時とは比較できない状況になるとの意見が得られた。よって洪水時状況の想定と洪水に耐えうる水上太陽光発電の設計が必須である。また、ダムの越流あるいは放流を伴う場合には流速が上昇するためダム堤体付近を避けたアイランド配置計画も必須である。

### ② 発電取水時

取水口付近は発電取水により流速が高くなるため、川幅が狭い場合は取水口付近を避けたアイランド配置を計画すべきである。

## (8) 発電用貯水池（ため池）

発電用ダムに分類されるが、河川からの直接的な流入が無い（あるいは、流入量が少ない）発電用貯水池（ため池）が国内に数カ所存在している。これら発電用貯水池の数は少ないが、過去に洪水が発生していない事例をヒアリングにおいて確認した。また、流木がない、あるいは取水・放流に支障の生じない程少なく、除塵機の設置や流木処理の実績がないダム事例も確認された。

また、当該貯水池は貯水交換率が低いため、植物プランクトンの異常繁殖によりカビ臭が発生し、かつては発電停止に至ったこともある貯水池もあり、水上太陽光発電のアイランドを広範囲に設置できれば、遮光効果により植物プランクトンの増殖を抑制できる可能性も考えられるため、導入検討の余地はあるとの事業者意見も得られた。

## (9) 河川法等の許認可

河川区域に該当するダム湖の場合、河川法第 26 条に基づき工作物設置のための許可を河川管理者から受ける必要がある。一方で、前述の河川が直接的に流入することが無いため池に類するダム湖等のうち、河川区域外に位置する場合は、河川法第 26 条が適用されない可能性がある。

河川法の他にダム湖が国立公園や国定公園内に位置している場合、自然公園法等に基づく許可を受ける必要がある。

ヒアリングにおいては、全てのダム管理者が許認可について難易度が高いという懸念

を示した。水上太陽光発電用のアイランドをダム湖に設置する事について、許認可取得に伴うリーディングタイムが長期化し、難易度も高くなり、事業化に向けた課題となる。

#### (10) 地域社会でのダム湖利用

机上検討の対象としたダム湖では、釣りの他にレジャーボートや漕艇競技でのダム湖利用もあり、貸ボート施設、教育機関の漕艇部の練習場、地域行事でのボート大会等のダム湖利用が見られた。また、東京オリンピックの際に他国の水上競技代表を誘致したケースもあり、発電用ダムにおいても地域社会等でのダム湖活用の事例が確認された。

地域との調和・共生を原則とする水力発電所のダム湖において、水上太陽光発電の導入を検討する際は、環境配慮とともに地域社会の理解が必須であり個別に十分配慮すべき課題である。

#### 4.2.2 ポテンシャル検討等に向けた留意事項

前項の机上検討およびヒアリングで得られたダム湖の特徴と課題について、ポテンシャル検討に向けて考慮すべき事項、ケーススタディにおけるアイランド配置計画に考慮する事項、具体的な導入検討において考慮すべき事項に分類し、表 4-12 に整理した。

これらのうち、多くのダム管理者が懸念していた「河積阻害」と「流木対策」については、一定の川幅（ダム湖の幅）を有するダム湖を抽出することでポテンシャル検討に考慮することとする。なお、大規模洪水時に湖面が流木に覆われるような貯水池は、水上太陽光発電の設置が困難である。一定規模以上の流域面積を持つダムが該当すると思われるが、全てのダムの流木処理実績等の収集は困難であるため、本検討では仮定として扱うことは見送る。

具体的な導入検討において考慮すべき地点固有の課題である「地域社会でのダム湖利用」については、ケーススタディにおいても考慮する。

表 4-12 水上太陽光発電ポテンシャル検討に向けた特徴・課題の扱い

ダム湖の課題・特徴	ポテンシャル	配置計画	地点固有
(1) 利用水深	○		
(2) 浚渫・抜水の計画			○
(3) ダム湖の凍結と積雪	○		
(4) 河積阻害	○	○	
(5) 流木対策	○	○	
(6) 強風等			○
(7) ダム湖の流速		○	
(8) 発電用貯水池			○
(9) 河川法等の許認可			○
(10) 地域社会でのダム湖利用		○	○

- 凡例) 1.ポテンシャル「○」 : 本調査のポテンシャル検討において考慮する。  
 2.配置計画「○」 : ケーススタディの配置計画において考慮する。  
 3.地点固有「○」 : 具体的な導入検討において考慮すべき地点固有の課題であるため、本調査でのポテンシャル検討では考慮しない。

## 4.3 ケーススタディ

ダム事業者から得られた情報、水上太陽光発電の技術動向等をもとに一定の仮定条件を設定し、机上検討ダムのうち3ダムについてケーススタディを行った。

### 4.3.1 一定の仮定条件の検討

太陽光パネルを搭載したフロートの集合体となるアイランドをダム湖に適正に配置するための一定の仮定条件を検討する。

#### (1) アイランドの配置検討における仮定条件

机上検討の対象としたダム湖においてアイランドの概略配置を検討するための仮定条件を表 4-17 に示す。また、以下にそれぞれの仮定の根拠・考え方を述べる。

表 4-13 設置可能面積仮定

No.	項目	仮定
1)	アイランドの規模	最小：50m x 50m 最大：150m x 150m 程度
2)	アイランド間の離隔	各ダムの水位変動、地形による
3)	流木の考慮	川幅の概ね 20%以下となる様に配置
4)	流速の考慮	ダム堤体から 100m の範囲を除外
5)	配置検討範囲	最低水位の範囲 露出した湖底において比較的平坦な箇所

出典) 日本工管作成

#### 1) アイランドの規模

水上太陽光発電における太陽光パネルは、水面に浮遊させるためのフロート上に設置される。フロートは、個別に係留されるのではなく集合体を形成して係留される。このフロートの集合体はアイランドと呼ばれている。アイランドの規模は、水上太陽光発電を設置する池やダム湖によって異なる。表 4-14 に国内および諸外国のダムにおける運用中の水上太陽光のアイランドの規模を示す。

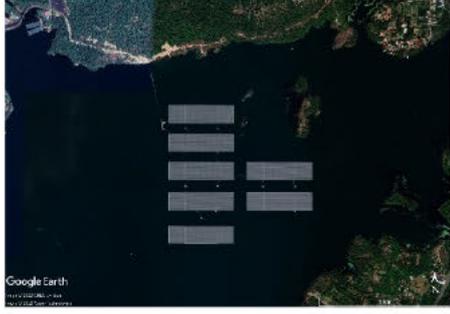
ダムにおける運用中の水上太陽光発電の中で最も設備容量が小さなものは、ULU SEPRI ダム（マレーシア）における水上太陽光発電である。ULU SEPRI の水上太陽光発電設備は、矩形のアイランドに据付けられており、衛星写真で確認できるアイランドの大きさは約 60m x 40 m (2,400 m<sup>2</sup>) である。

一方、最大アイランド規模については、国によって気象等の設置環境が異なるため、

国内唯一のダムにおける水上太陽光発電である山倉ダムの事例を参照した。同ダムにおける最大アイランド規模は、約 180m x 135m (24,300m<sup>2</sup>) である。

本机上検討では、最小規模のアイランドとして ULU SEPRI ダムと同規模のアイランドを想定するが、簡略化のためアイランドは正方形とし、最小 50 m x 50 m (2,500m<sup>2</sup>) を基本とした。

表 4-14 国内外のダムにおける水上太陽光発電

ダム名	概況 (衛星写真)	アイランド規模
山倉ダム (日本)		最大：約 180m x 135m 最小：約 130m x 100m
ULU SEPRI ダム (マレーシア)		最大：約 60m x 40m 最小：同上
Agongdian ダム (台湾)		複合形状 東西約 540m 南北約 350m
Sirindhon ダム (タイ)		最大：約 500m x 140m 最小：同上

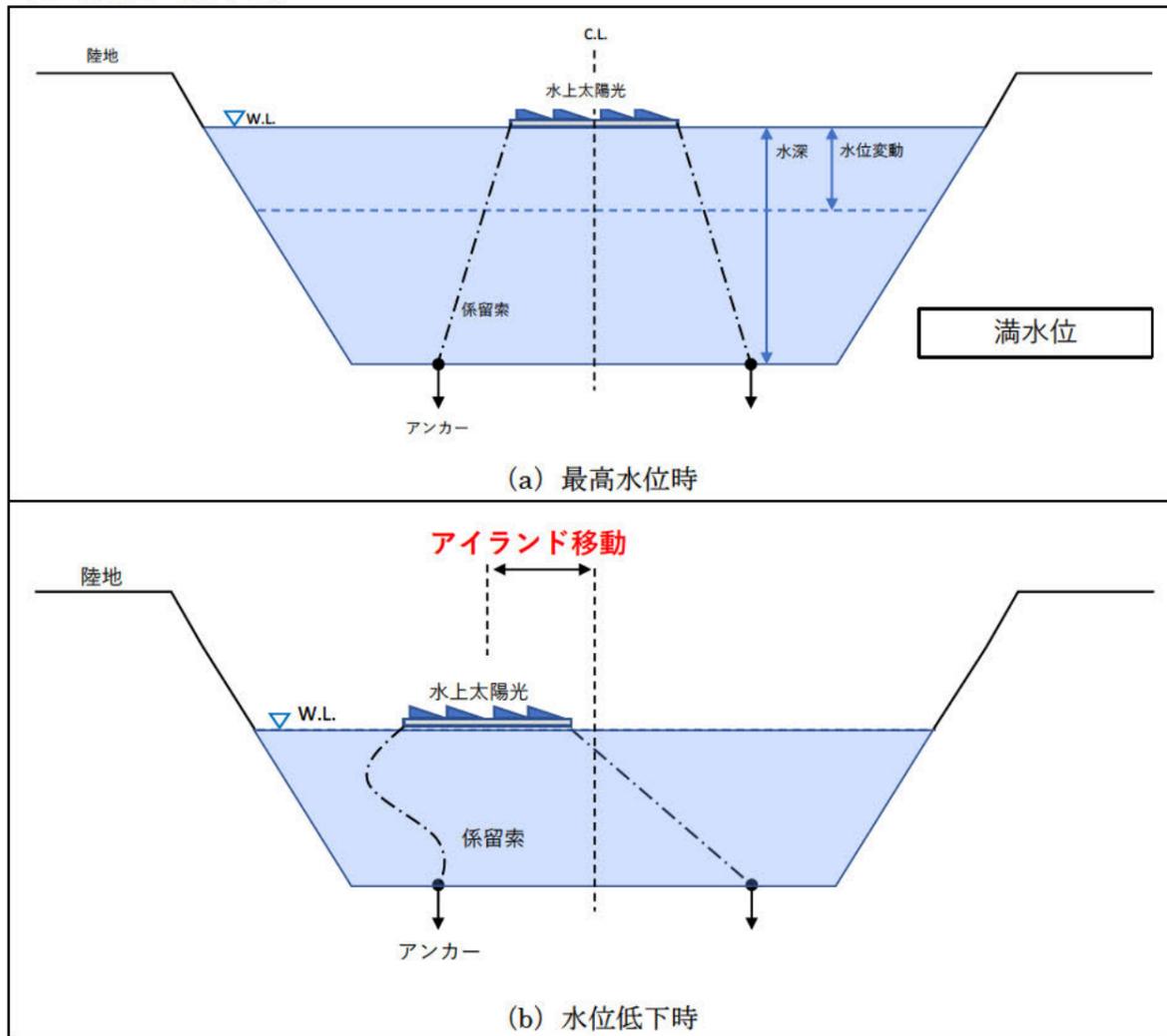
ダム名	概況（衛星写真）	アイランド規模
Hapcheon ダム （韓国）		複合形状 最大：直径約 200m 最小：直径約 135m
Boryeong ダム （韓国）		最大：約 75m x 100m 最小：同上
Chungju ダム （韓国）		最大：約 135m x 90m 最小：同上

出典) Google Earth、日本工営作成

## 2) アイランド間の離隔

### ① 水位変動に伴うアイランドの移動

係留索によって湖底または湖岸に固定されるアイランドは、水位が低下すると係留索が弛むことから強風等によりアイランドの移動が発生する。よって、他設備や湖岸への衝突が起きない様に一定の離隔を考慮する。



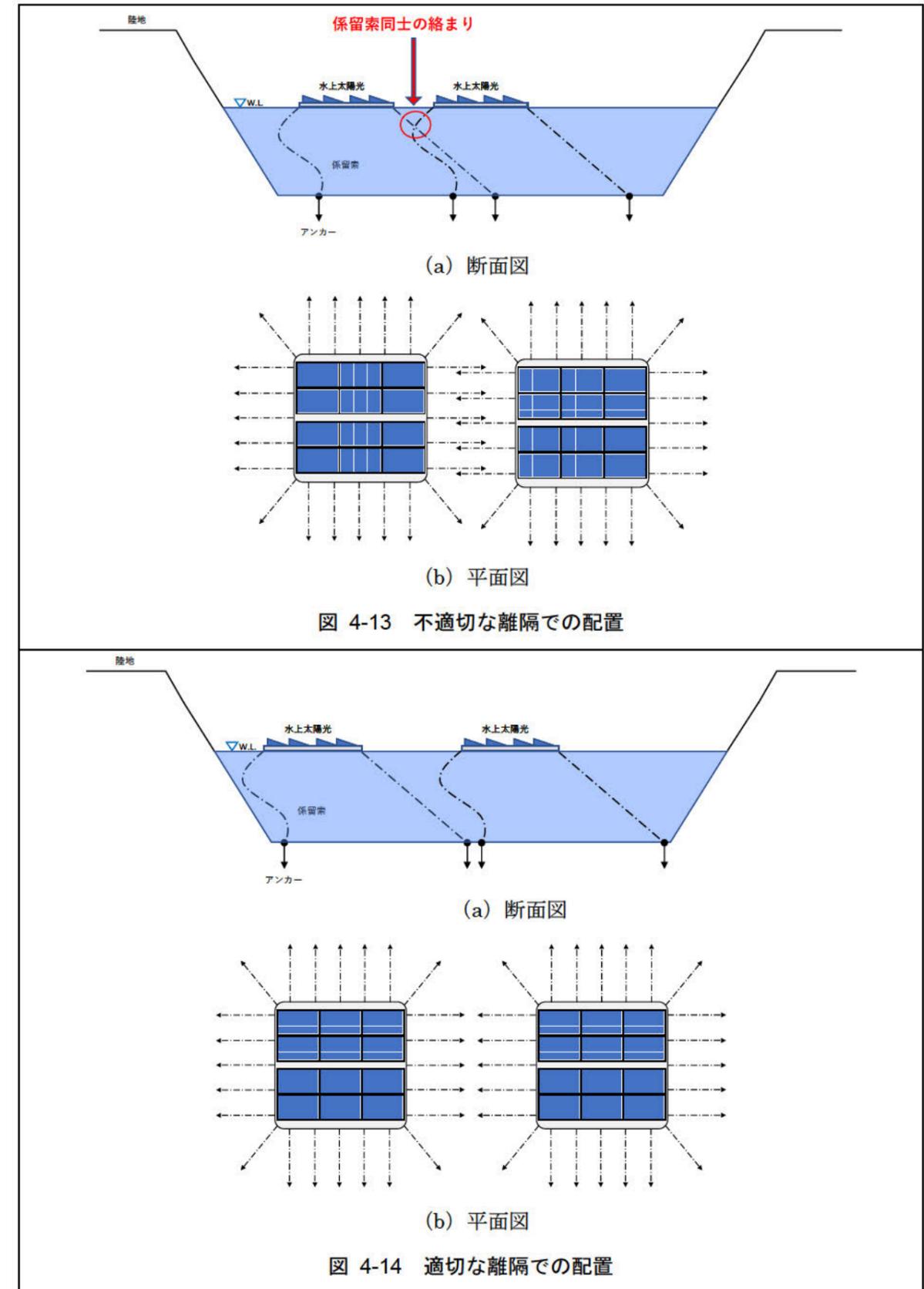
出典) 日本工営作成

図 4-12 水位変動に伴うアイランドの移動

### ② アイランドの移動に配慮した適正な配置例

係留索は、水位が最も高くなる位置で伸びた状態となり、水位が低下すると弛んだ状態になる。図 4-13 に示す通り、隣り合うアイランド同士の距離が近い状態で水位が低下すると、弛んだ係留索が絡まって設備の損傷に繋がる。

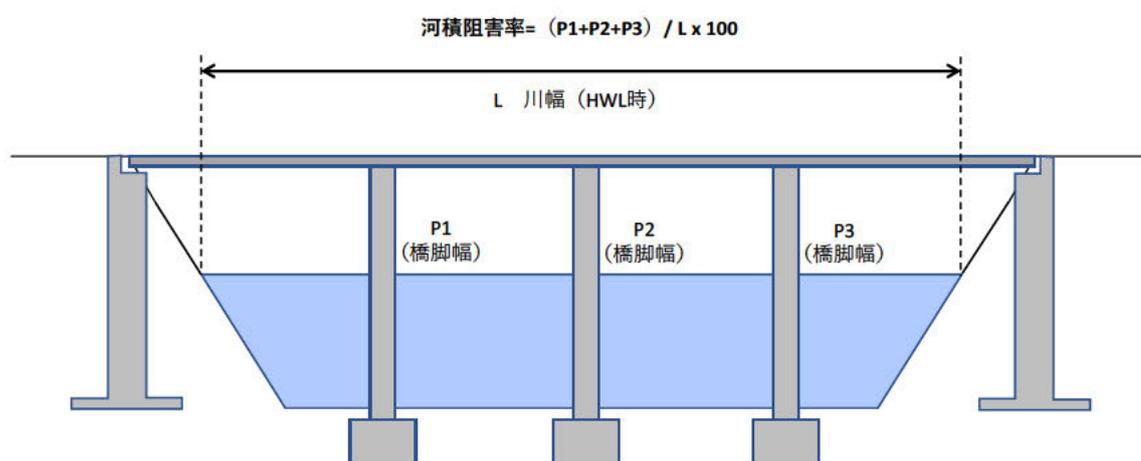
一方、図 4-14 に示す通り、隣り合うアイランド同士が適切な距離を取って設置されていると、水位が低下しても係留索が絡むことはない。従って、係留索と湖底が交わる位置からアイランド端部までの水平距離を確保する。



出典) 日本工営作成

### 3) 流木の考慮

水上太陽光発電のフロートに流木や塵芥が堆積すると、設備損傷だけでなく、河川の流下機能に影響を与える可能性があり、河積阻害に発展する。そのため、河川管理施設等構造令（河川構造令）では、河積（河川断面における水の占める面積）に対して河川内に設置する構造物が占める割合を制限している。同割合を河積阻害率と言ひ、橋脚の場合は5%以下（新幹線、高速道路等の場合は7%以下）とされている。河積阻害率を超過すると、洪水時等に上流から流下してきた流木、塵芥等が捕捉されて氾濫等に発展する可能性が高まる。洪水時に湖面流木に覆われる貯水池については個別の考慮が必要である。



出典) 日本工営作成

図 4-15 河積阻害率概要

水上太陽光発電のアイランドは、橋脚等の構造物と異なり水面に浮遊しているため、アイランドの設置が直ちに流下能力に影響を及ぼすとは考え難いが、係留策本体および係留用基礎や、アイランドを含みこれらに滞留する流木・塵芥等を考慮すべきである。

本検討では、河積阻害率の考え方を準用し、暫定的に基準の4倍に相当する川幅の20%以下を閾値として仮定した。（ポテンシャル検討目的の暫定的な仮定）

なお、ケーススタディにおいて、流木の影響が殆ど無いダムにおいては、本項目は適用しないこととした。

### 4) 流速の考慮

水上太陽光発電の理想的な設置環境は、メーカーヒアリングによると流速が約1.0m/秒以下とされている。この流速を超えると設備への荷重が増して疲労破壊へ繋がる可能性が生じる。ダムにおいては、放流時や発電用水の取水時に堤体付近の流速が上昇する。特に洪水時の放流の際に顕著となる。そのため、本検討ではダム堤体から約100mの範囲の流速が早くなると仮定し、水上太陽光の設置検討範囲から除外する。なお、ダムそれぞれの貯水池や放流設備の条件によっては、高流速域がさらに上流まで生じること、また洪水時にダム上流部や狭窄部の流速が速くなることもあるため、特定のダムで水上太陽光発電の開発を検討する際は留意が必要である。

## 5) 配置検討範囲

水位低下時にアイランドが湖岸や湖底の斜面に乗り上げると設備損傷に至る可能性がある。そのため、水位低下時においてもアイランドが斜面に乗り上げない位置を想定して配置する。具体的には、最低水位の範囲内および最低水位時に露出した湖底において比較的平坦な箇所（同一標高、等高線を跨がない範囲）を設置検討範囲とした。

### 4.3.2 設備容量の検討方法

設備容量は、単位面積あたりの設備容量に各ダム湖における設置可能面積を乗じて算出する。仮定とする単位面積あたりの設備容量は、運用中の国内外のダム湖およびため池における水上太陽光発電所の事例を調査して下表の通り整理した。

下表に従い、本検討で用いる単位面積あたりの設備容量は、1 MW/ha とする。

表 4-15 単位面積当たりの設備容量

No.	状態	発電所	国	水上太陽光 出力 [ kW ]	水上太陽光 設置面積		単位面積 設備容量 [ MW / ha ]
					[ m <sup>2</sup> ]	[ ha ]	
1	運開	Ochang	韓国	495	5,600	0.560	0.884
2	運開	Alto Rabagão	ポルトガル	218	2,600	0.260	0.838
3	運開	Ulu Sepri	マレーシア	270	2,700	0.270	1.000
4	運開	Agongdian	台湾	2,320	21,600	2.160	1.074
5	運開	PEÑOL GUATAPE	コロンビア	99	1,300	0.130	0.762
6	運開	兵庫県加西市	日本	850	8,205	0.821	1.036
7	運開	滋賀県愛知郡	日本	1,620	18,436	1.844	0.879
8	運開	三重県志摩市	日本	2,400	24,681	2.468	0.972
9	運開	香川県高松市	日本	2,848	24,502	2.450	1.162
10	運開	事例A	日本	985	8,364	0.836	1.178
11	運開	山倉ダム	日本	13,744	138,100	13.810	0.995
平均単位面積設備容量 [ MW / ha ]							0.980
改め [ MW / ha ]							1.000

出典) メーカー資料、ヒアリングを基に日本工営作成

### 4.3.3 発電電力量の検討方法

発電電力量は、JIS C8907 2005 太陽光発電システムの発電電力量推定方法に基づいて検討した。

#### (1) 日射量の仮定

日射量は、新エネルギー・産業技術総合開発機構（以下、“NEDO”）の日射量データベース閲覧システム MONSOLA-20 を参照した。参照する値の方位角は、一般的に最も日射量が高くなる方位角ゼロ（南向き）とした。

水上太陽光発電における太陽光パネルは、フロートに据付けられる。陸上太陽光発電ではパネル傾斜角を任意に設定することが可能であるが、水上太陽光発電ではフロートが対応している傾斜角に依存する。現在流通している主なフロートの概要を以下に示す。主流となっている傾斜角は、10°または 12°である。従って、MONSOLA-20 における日射量データは 10° 刻みであるため、直近の傾斜角 10°の値を参照した。

表 4-16 各社フロート概要

	A 社	B 社	C 社
パネル傾斜角	12°	5° or 12°	10°
最大モジュールサイズ	2,252 x 1,042 (mm) (実績)	2,185 x 1,065 (mm)	1,980 x 1,000 (mm)

出典) メーカー資料、ヒアリングを基に日本工営作成

#### (2) 月平均気温

月平均気温は、各机上検討ダム最寄りの気象台の過去データを参照した。

#### (3) モジュール出力の仮定

近年の水上太陽光発電に採用されているモジュールの出力を確認した結果、表 4-21 の通り定格 375W の製品が主に採用されている。一部で定格 400W の製品が採用されている水上太陽光発電もあり、今後はより高出力なモジュールの採用が増えてくると予想される。従って、本検討では、定格 400W のモジュールを採用した場合を仮定する。

表 4-17 水上太陽光発電に採用されるモジュールの動向

地域区分	県	場所	水上太陽光出力 [ kW ]	運開年	モジュール出力 [ W ]	モジュール枚数 [ 枚 ]
関東	千葉県	木間ヶ瀬池	899	2020	375	2,394
近畿	兵庫県	花岡池	2,289	2020	375	6,104
四国	香川県	青木池	1,574	2020	375	4,198
関東	埼玉県	栢間沼	2,604	2020	375	6,944
近畿	大阪府	真ノ池	1,261	2020	400	3,146
近畿	兵庫県	蛭田池	525.6	2020	375	1,400
近畿	兵庫県	西光池	1,860	2020	375	4,956

出典) メーカー資料、ヒアリングを基に日本工営作成

#### (4) 水面設置による太陽光モジュール冷却効果

一般に、太陽光発電の出力は、太陽光モジュールの温度上昇に従って低下する特性を持つ。陸上の太陽光発電においては、太陽光モジュールの表面温度が1℃上昇するごとに発電効率が約0.5%低下する。

一方で、水上太陽光発電においては、太陽光モジュールの設置環境が陸上とは異なり水上に設置することから、水の気化熱等で設置環境の周囲温度が下がり発電効率が向上するとされている。ただし本検討においては、以下に説明するとおり冷却効果による発電電力量向上はケーススタディに考慮しないものとする。

世界銀行が発刊している報告書『Where Sun Meets Water Floating Solar Market Report (以下、“世銀報告書”)』では、水上太陽光の発電電力量は陸上太陽光に比べて概ね以下の向上率が期待出来るとされている。

- 全水平日射量 1,600kWh/m<sup>2</sup>/year 以上の開発地 : 発電量 10%向上
- 全水平日射量 1,600kWh/m<sup>2</sup>/year 以下の開発地 : 発電量 5%向上

また、日本国内においても水上太陽光発電の実証実験を行っている県もある。

- 兵庫県 2014年～2015年 フロート式太陽光発電実証実験
- 香川県 2016年 ため池を活用した太陽光発電施設実証実験

兵庫県における実証実験では、設備容量20kW、パネル傾斜角20度の太陽光発電設備を水上および近隣の陸地(建屋屋上)に設置して両者の発電量の差を検証している。本実証実験の結果では、水上設置の太陽光発電設備の方が、陸上に比べて年間の発電量が約14%向上したとされており、池の水によりモジュールが冷却され発電効率が向上したと結論付けられている。

香川県における実証実験では、総設備容量 18.36 kW (6.12 kW x 3)、パネル傾斜角 5 度、12 度、30 度の太陽光発電設備を同一ため池内に設置して、陸上設置を想定した発電量試算値と発電量実績を比較している。本実証実験の結果では、試算値に比べて年間の発電量が約 5%弱向上したとされており、ため池水面がモジュールを冷却する効果が確認できたとされている。



出典) フロート式太陽光発電実証実験

URL : <https://xtech.nikkei.com/dm/article/NEWS/20150703/426143/>

(a) 兵庫県実証実験



出典) ため池を活用した太陽光発電施設実証実験

URL : [https://www.pref.kagawa.lg.jp/documents/5930/wh77t3160705112953\\_f03.pdf](https://www.pref.kagawa.lg.jp/documents/5930/wh77t3160705112953_f03.pdf)

(b) 香川県実証実験

図 4-16 国内水上太陽光実証実験

ここで、各実証実験の実施地周辺における日射量を NEDO MONSOLA-20 で確認すると以下の通りであった。

表 4-18 実証実験地周辺の日射量

No.	地点名	日射量		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
		月	年												
1	兵庫県 小野市 浄谷町	$H_s$ ( $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{d}^{-1}$ )		2.5	3.04	3.97	4.82	5.47	4.85	5.2	5.37	4.07	3.33	2.58	2.25
		$H_{Am}$ ( $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{month}^{-1}$ )		77.5	85.12	123.07	144.6	169.57	145.5	161.2	166.47	122.1	103.23	77.4	69.75
		$H_y$ ( $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{year}^{-1}$ )		1445.51											
2	香川県 善通寺市 吉原町	$H_s$ ( $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{d}^{-1}$ )		2.49	3.18	4.16	4.94	5.61	4.67	5.55	5.53	4.05	3.37	2.61	2.12
		$H_{Am}$ ( $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{month}^{-1}$ )		77.19	89.04	128.96	148.2	173.91	140.1	172.05	171.43	121.5	104.47	78.3	65.72
		$H_y$ ( $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{year}^{-1}$ )		1470.87											

出典) NEDO MONSOLA-20 を基に日本工営作成

それぞれ、全天水平日射量は、約 1,450  $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{year}$  程度である。香川県の実証実験では発電量の向上は約 5%弱であったことから世銀報告書にある期待値と類似する。一方で、兵庫県の実証実験では、発電量の向上は約 14%であったとされており、世銀報告書にある期待値を大幅に上回っている。

従って、水上太陽光発電においては水面からのモジュール冷却効果は期待できるものの、発電量向上を定量的に示す値が現時点では明確であると言えないため、本検討では発電電力量の検討にモジュール冷却効果は適用しない。

#### 4.3.4 ケーススタディの結果

机上検討ダムのうち、3ダムについてケーススタディを行い、アイランドの設置可能面積、設備容量、発電電力量を検討した。(表 4-19 参照)

表 4-19 ケーススタディの概要

項目	A ダム	B ダム	C ダム
アイランドの 設置可能面積 (m <sup>2</sup> )	2,500	0	0
設備容量 (MW)	0.25	0	0
発電電力量 (MWh/年)	270	0	0

出典) 日本工営作成

B ダムについては、冬季に湖面が凍結するため水上太陽光発電が設置出来ないケースとなった。C ダムについては、湖面凍結に加えて、ダム湖面の地域社会における利用(貸ボートや漕艇競技等)があるため水上太陽光発電の設置が難しいケースとなった。仮に湖面凍結や地域社会での利用が無い場合の B ダムおよび C ダムの水上太陽光発電の概要を参考として以下に示す。

表 4-20 B ダム、C ダム水上太陽光発電概要(参考)

項目	B ダム	C ダム
アイランドの 設置可能面積 (m <sup>2</sup> )	132,500	80,000
設備容量 (MW)	13.25	8.0
発電電力量 (MWh/年)	14,150	8,140

出典) 日本工営作成

## 4.4 必要な許認可・手続きの整理

### 4.4.1 主な必要許認可・手続き

太陽光発電の開発に必要な主な許認可・手続きを表 4-21 に示す。

表 4-21 主な許認可・手続き（参考）

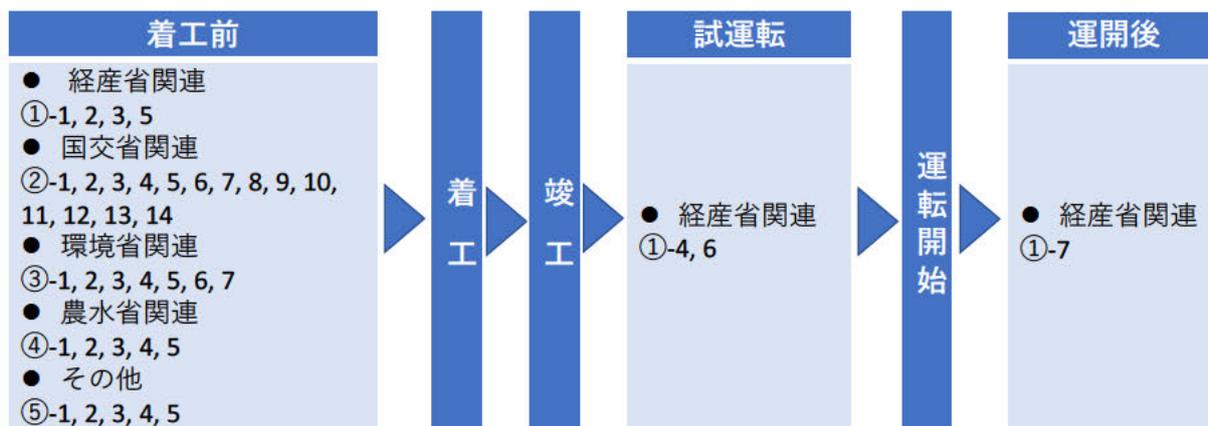
No.	法令名（条番号）	手続き	概要
<b>経済産業省関連</b>			
①-1	電気事業法（48）	工事計画届出	事業用電気工作物を設置する場合は、事前に届け出る必要がある。
①-2	電気事業法（43）	主任技術者選任届出	事業用電気工作物を設置するものは、工事、維持及び運用に関する保安の監督のため主任技術者を選任し届け出る必要がある。
①-3	電気事業法（42）	保安規定届出	保安規定を定めて使用前に届け出る必要がある。
①-4	電気事業法（49）	使用前自主検査	工事計画の届出をした事業用電気工作物に対しその使用の開始前に、検査を行い合格する必要がある。
①-5	電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（9）	再生可能エネルギー事業計画の認定	FIT 認定のため、再生可能エネルギー事業計画の認定を受けなければならない。
①-6	電気事業法施行規則（51）	使用前自己確認結果の届出	事業用電気工作物を設置するものは、自己確認を行った結果を届け出る必要がある。
①-7	電気事業法（51）	使用前安全管理審査	使用前自主検査後に、その検査体制（方法）等に関して審査を受ける必要がある。
<b>国土交通省関連</b>			
②-1	道路法（32）	占有許可	電柱、電線等の施設を道路（地上、地下問わず）に設置する場合は、占有の許可を受けなければならない。
②-2	道路法（24）	道路工事施工承認	道路への出入りのために支障となるガードレール、縁石などを撤去する場合は、承認を受けなければならない。
②-3	河川法（24）	占有許可	「河川区域内」に施設を設置する場合は、占有の許可を受けなければならない。
②-4	河川法（26）	工作物設置許可	「河川区域内」に工作物を設置する場合は、設置の許可を受けなければならない。

No.	法令名 (条番号)	手続き	概要
②-5	河川法 (27)	土地の掘削等許可	「河川区域内」で掘削及び盛土など土地の形質の変更、竹木の植栽、伐採を行う場合は、許可を受けなければならない。
②-6	河川法 (55)	行為の制限に対する許可	「河川保全区域内」で土地の掘削及び盛土など土地の形質の変更、工作物の設置等を行う場合は、許可を受けなければならない。
②-7	急傾斜地の崩壊による災害の防止に関する法律 (7)	急傾斜崩壊危険区域内行為許可	「急傾斜地崩壊危険区域内」で工作物の設置、切土・盛土、伐採などを行う場合は、許可を受けなければならない。
②-8	国土利用計画法 (23)	一定規模以上の土地取引届出	一定規模以上の土地取引を行う場合は、届け出る必要がある。
②-9	宅地造成等規制法 (8)	工事許可	「宅地造成工事規制区域内」において行われる宅地造成に関する工事については、予め許可を受けなければならない。
②-10	景観法 (16)	行為届出	「景観計画区域内」で、工作物の設置、土地の形質の変更などを行う場合は、届け出る必要がある。
②-11	建築基準法 (43)	接道許可	建築物の敷地は、建築基準法の道路に2m以上接しなければならないが、これを満たすことの出来ない場合は、接道義務の特例許可を受ける必要がある。
②-12	都市計画法 (29)	行為許可	都市計画区域又は準都市計画区域内において開発行為を行う場合は、許可を受ける必要がある。
②-13	砂防法 (4)	行為許可	砂防指定地内で工作物の新築、土地の形状を変更する場合等は許可を受ける必要がある。
②-14	地すべり等防止法 (18)	行為許可	地すべり防止区域内で工作物を新設等する場合は許可を受ける必要がある。
<b>環境省関連</b>			
③-1	自然環境保全法 (17, 25 他)	行為許可	原生自然環境保全地域、自然環境保全地域等において工作物を新築、土地の形状を変更する場合等は許可を受ける必要がある。
③-2	自然公園法 (20, 33)	行為許可	国立公園、国定公園において工作物を新築、土地の形状を変更する場合等は許可を受ける必要がある。
③-3	種の保存法 (37)	行為許可	生息地等保護区の管理地区において工作物を新築、土地の形状を変更する場合等は許可を受ける必要がある。

No.	法令名 (条番号)	手続き	概要
③-4	鳥獣保護管理法 (29)	行為許可	鳥獣保護区の特別保護地区において工作物を新築、土地の形状を変更する場合等は許可を受ける必要がある。
③-5	土壌汚染対策法 (4)	一定規模以上の土地の形質の変更届	一定規模以上 (3,000m <sup>2</sup> ) の土地の形質の変更を行う場合は、届け出る必要がある。
③-6	騒音規制法 (14)	騒音に係る届出	指定地内で杭打ちなど著しい騒音を発生する特定建設作業を行う場合は届け出る必要がある。
③-7	振動規制法 (14)	振動に係る届出	指定地内で杭打ちなど著しい振動を発生する特定建設作業を行う場合は届け出る必要がある。
<b>農林水産省関連</b>			
④-1	森林法 (10)	伐採届	森林を伐採する時は、届出をすることが必要である。
④-2	森林法 (34)	保安林内立木伐採許可	保安林で立木を伐採しようとする場合は、予め許可を受ける必要がある。
④-3	森林法 (34)	保安林内作業許可	保安林で土地の形質の変更などの行為を行う場合は、許可を受ける必要がある。
④-4	森林法 (10)	林地開発行為許可	地域森林計画の対象となっている民有林で土地の形質の変更など開発行為を行う場合は、許可を受ける必要がある。
④-5	農地法 (5)	農地転用許可	「農地」を農地以外の用地に転用する場合、許可を受ける必要がある。
<b>その他</b>			
⑤-1	文化財保護法 (93) (文部科学省関連)	埋蔵文化財包蔵地における土木工事に関する届出	埋蔵文化財包蔵地において土木工事を行う場合、届け出る必要がある。
⑤-2	消防法 (総務省関連)	変電設備等の設置届	火災予防条例によりその使用に際し火災の発生のおそれのある設備として設置の届出が必要である。
⑤-3	消防法 (総務省関連)	発電設備設置届	火災予防条例によりその使用に際し火災の発生のおそれのある設備として設置の届出が必要である。
⑤-4	道路交通法 (77) (国家公安委員会関連)	道路使用許可	道路において工事もしくは作業を行う場合は、許可を受ける必要がある。

注) 工事内容、場所等によって該当する許認可・手続きが異なる。

出典) 日本工営作成



出典) 日本工営作成

図 4-17 許認可・手続きフロー (参考)

#### 4.4.2 陸上太陽光発電に必要な許認可・手続きの整理

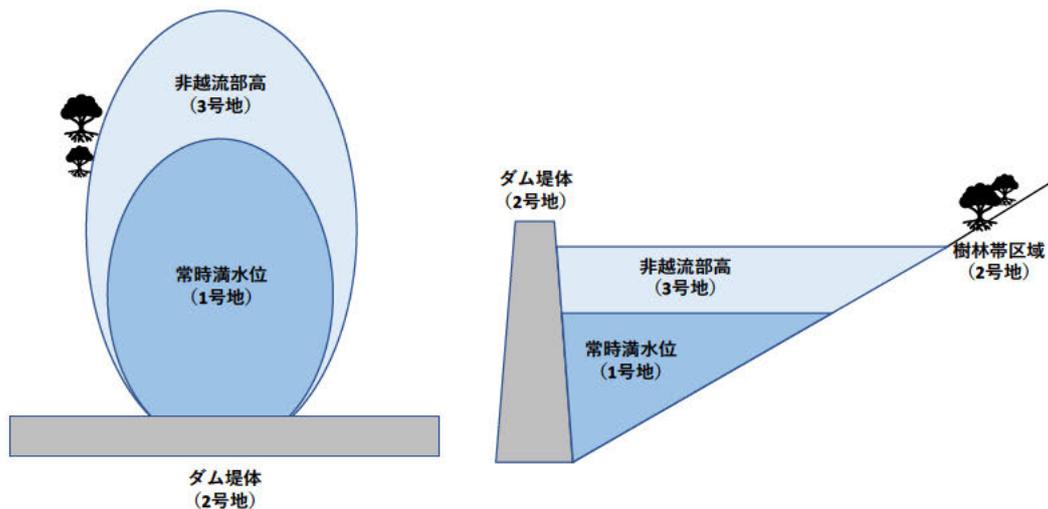
陸上太陽光発電の開発において必要な許認可・手続きの特徴としては、広大な土地を利用して事業開発を行うため、土地利用に関する許認可・手続きが水上太陽光発電と比較して多くなる。例えば、『国土利用計画法 (23)』では一定規模以上の土地の取引を行う場合は届出が必要とされている。具体的には市街地区域では 2,000m<sup>2</sup>以上、都市計画区域では 5,000m<sup>2</sup>以上、それ以外の区域では 10,000m<sup>2</sup>以上の取引を行う場合とされており、メガソーラーの開発ではその殆どが該当する。

また、一般的に山間部に位置するダム湖と異なり、比較的都市部に近い場所でも陸上太陽光発電の開発が実施されることもある。その場合、『宅地造成等規制法 (8)』、『景観法 (16)』、『都市計画法 (29)』に該当することもある。開発地が農地の場合は、『農地法 (5)』における農地転用許可を受けて開発を行う必要がある。

#### 4.4.3 ダム湖水上設置の許認可・手続きの整理

ダム湖水上設置の場合の太陽光発電の開発において必要な許認可・手続きとしては、河川区域内で事業開発を行うため、河川利用に関する許認可・手続きが必要となる。例えば、『河川法 (26)』では河川区域内に工作物を設置する場合は、設置の許可を受ける必要があるとされている。水上太陽光発電では、パワーコンディショナー (PCS) 等の電気設備は、湖岸の陸上に設置されるケースもある。陸上部分が樹林帯区域に指定されている場合、河川区域として扱われるため陸上の設備に関しても設置の許可を受ける必要がある。

ダムにおける河川区域の概要を図 4-18 に示す。



1号地：河川の流水が継続して存する土地及び地形  
 2号地：河川管理施設の敷地である土地の区域  
 3号地：河川管理者が指定した区域  
 樹林帯：堤防等の保全が特に必要な場合に指定される区域  
 出典) 日本工営作成

図 4-18 ダムにおける河川区域概要

また、PCS 等の陸上設備の工事の際に掘削が想定されるが、これについても『河川法 (27)』における許可を受ける必要がある。

## 4.5 水上太陽光発電の導入における制約の整理

発電用ダム湖への水上太陽光発電の導入にあたり、系統連系にかかる制約や水力発電所の運用に及ぼす影響を整理した。なお、水力発電所への影響に関してはダム湖の運用面と水力発電所の運転（発電）面それぞれについて整理した。

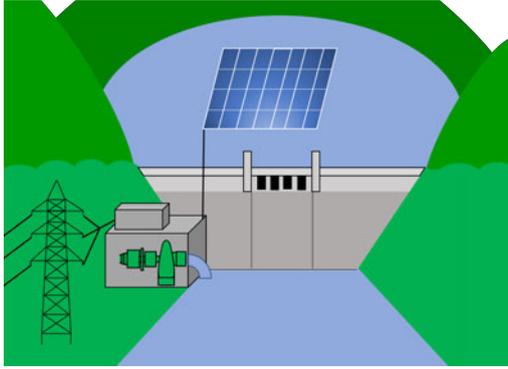
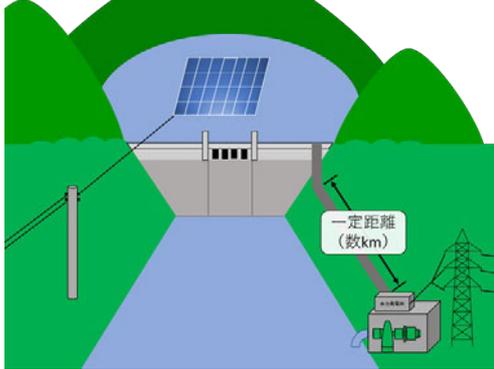
### 4.5.1 系統連系に関する制約と課題

前項 3.3.8 に示すとおり、近年の FIT 施行に伴う太陽光発電の増大から系統に対する制約は全国的に顕著であり、発電用ダムにおいても既に取得している水力発電の系統連系枠を超えて連系容量を増やすことは基本的に制約があると考えられる。

ダム直下にある発電用ダムを対象とした水上太陽光発電の導入については、調整力の確保においても意義があるため、水上太陽光発電が発電中は水力発電の出力 (kW) を抑制し、既存の連系枠を超えない運用を前提としたシステムについてヒアリングした。電気的な技術検証を要するが、アイデア的には良いと思う、協議できる可能性はある、との回答をダム事業者（発電事業者）から得た。

ただし、発電用ダムから発電所まで一定の距離に位置する発電所については、水上太陽光発電からの配電線を延長する、あるいは、発電用ダム周辺の配電線に直接接続し、全量売電する等の方法が考えられる。

表 4-22 系統制約に関する整理

項目	ダム直下	ダムから一定距離
概要	 <p>発電所がダム直下に位置する場合に、水上太陽光発電からの発電電力を発電所まで直送する。(配電線を発電所まで敷設)</p>	 <p>発電所がダムから数 km の場所に位置する場合に、水上太陽光発電からの発電電力をダム湖付近の配電線に系統接続して全量売電する。</p>
利点	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 系統連系枠による制限がない。</li> <li>● 系統の調整力に寄与できる。</li> <li>● 水上太陽光発電からの配電線敷設費用が安価である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 系統に空き容量があれば、容易に接続できる。</li> </ul>
課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 水上太陽光発電とダム直下発電所との接続に伴う技術検討と配電線敷設ルートの確保。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 当該箇所周辺の配電線に空き容量がない場合、水上太陽光発電からの電力を送電できない。</li> <li>● 系統の調整力には寄与しない。</li> </ul>

出典) 日本工営作成

#### 4.5.2 水上太陽光発電が発電用ダムの運用に及ぼす影響

水上太陽光発電は、想定以下の低水位になると湖岸や湖底に設備が接触して損傷に繋がる恐れがある。水力発電含めダム全体の水運用を考慮して適切な位置に水上太陽光発電設備を設置する必要がある。

また、網場等の流木止施設より上流側に水上太陽光発電が設置された場合、流木や塵芥がフロートで捕獲される恐れがある。これらが過度に堆積した場合、もしくは洪水時等にダム湖に大きな水流が発生すると、フロートおよび係留設備へ想定以上の荷重がかかり損傷に繋がる可能性がある。ヒアリングしたダム事業者からも、損傷によって水上太陽光設備が流出した場合、以下の懸念事項が挙げられた。

- ① 取水の停止および発電の抑制
- ② 洪水吐ゲートへ被害が及んだ場合、放流量を制御出来ずダム下流における人的および物的被害

#### 4.5.3 水上太陽光発電の発電出力急変に伴う系統と水力発電所への影響

水上太陽光発電は、自然変動電源であることから日中において天候による日射の急変により急激に出力が低下し、系統の電圧・周波数に影響を与える可能性がある。このような事象に対しては、系統に接続された電力会社の発電所にある他の発電機が出力と周波数を調整して系統の安定化を図る。

本調査業務では発電用ダムの水力発電所と水上太陽光発電との並列も想定した。この場合、水力発電所の発電機（同期発電機）が出力と周波数を調整して発電電力の安定化を図る。なお、一般的に出力の急変に対して同期発電機が安定的に運転できる限界値は定格容量の30%程度である。同割合を超える水上太陽光発電が接続されている場合は、天候の急変により水力発電所が停止する可能性が高い。

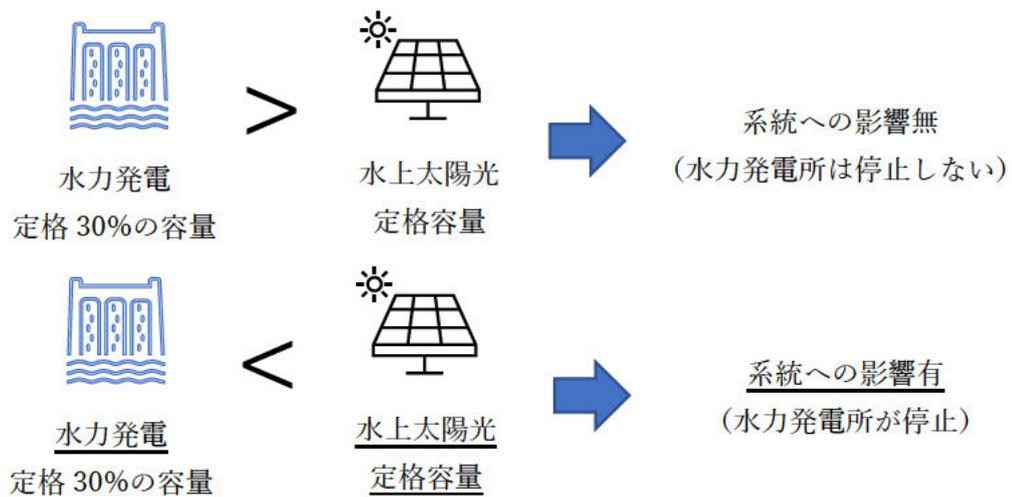


図 4-19 水上太陽光発電が及ぼす系統および水力発電所への影響

## 第5章

# 大規模な水力発電及び 水力発電所における水上太陽光発電の 将来見通しの試算

## 5. 大規模な水力発電及び水力発電所における水上太陽光発電の将来見通しの試算

### 5.1 目的

2050年カーボンニュートラルの実現にあたり、温室効果ガス排出ゼロに加え、純国産、長期的には発電コストが非常に低廉で、天候に左右され難い等の優れた特性を有する水力発電の最大限の活用が求められている。

一方、大規模な水力開発はほぼ1990年代に終了しており、近年の設備容量の増加は頭打ちとなっている。このような状況を改善すべく、資源エネルギー庁では、既設の大規模な水力発電所について設備容量(kW)、発電電力量(kWh)の両面からの増強の可能性を検討している。

本章においては、前2章～3章までの検討結果を踏まえ、本邦における大規模な既設水力発電所の増加ポテンシャルについて、設備容量・発電電力量の観点から2030年、2040年、2050年の断面において試算する。

加えて、第4章の検討結果を踏まえ、水力発電ダム湖面における水上太陽光発電の導入ポテンシャルと課題を整理する。

### 5.2 水力発電増加ポテンシャル試算モデルの前提条件整理

#### 5.2.1 既存の水力発電所増強方法と要素技術

##### (1) 適用する増強方法／要素技術等

水力発電増加ポテンシャル試算モデルは、第3章において検討した結果に従い、以下の4つの類型化された増強方法／要素技術に沿って検討することを考えた。

- ① 未利用流量の有効活用／水路増設・拡幅
- ② 高効率水車・発電機への更新・改修／水車・発電機更新
- ③ 利用可能水位の高水位化、未利用落差の活用／未利用落差の活用
- ④ ダム発電容量の増加／ダム堤体嵩上げ等

特に、①未利用流量、③未利用落差に関わる増加ポテンシャル試算では、試算対象となる全国の大規模水力発電所において、少なくとも未利用流量と未利用落差の有無が分からないと根拠を有する試算にならない。よって、ダム堤体嵩上げの可能性も含め、現在、入手可能な日本国内水力ポテンシャルに関わる資料である「水力開発地点計画策定調査報告書(第5次発電水力調査)」（昭和61年6月 通商産業省資源エネルギー庁公益事業部）より、再開発地点と判断されるポテンシャルデータを抽出し、ダム年鑑2021等の既設水力発電所のデータと比較することにより、未利用流量と未利用落差の有無やダム堤体嵩上げの可能性を確認することを検討した。しかしながら、試算結果が不確実な数値になる可能性が大きいことから、これら増強手法(①未利用流量、③未利用落差の活用、④ダム発電容量の増加)についてのポテンシャル試算は実施せず、現時点で試

算が可能と考えられる②高効率水車・発電機への更新・改修についてのみ試算することとした。

未利用流量や未利用落差の活用、ダム発電容量の増加等のポテンシャルについては、2章および3章に記載した調査事例を参照されたい。

## (2) 適用する数値

ポテンシャル試算に適用する数値（経過年、増出力率、設備利用率等）は、可能な限り第3章の事例調査結果から得られた数値（平均値等）を適用する。調査結果からの適用が難しい場合は、根拠を有する公表データ等の適用も検討する。

なお、海外の再開発事例から得られた数値については、有識者からの意見も参考に、日本国内と定期的なメンテナンスの状況が異なることから、老朽化の状況も異なるものと考え考慮せず、国内事例のデータのみを参照する。

## (3) 対象水力発電所

本事業の対象は既設の大規模な水力発電所であることから、ポテンシャル試算の対象水力発電所は、「ダム年鑑 2021」（一般財団法人 日本ダム協会）にリスト化されている日本全国の水力発電所のうち、出力 30MW 以上の発電所を対象とする。第3章同様、揚水発電所は対象外とする。

## (4) 試算モデル

試算モデルは、基本的に計算式により合理的に説明可能なものを構築し、かつできるだけシンプルな計算式とする。

### 5.2.2 試算モデルの検討

#### (1) 試算モデルの考え方

第3章における検討結果に従い、試算モデルは要素技術シート「高効率水車・発電機への更新・改修／水車・発電機更新」に基づき検討する。試算モデルの基本的な考え方は以下のとおりである。

- 対象水力発電所は、日本国内の既設の大規模な一般水力発電所とする。
- 水車・発電機の設置年（運転開始年もしくは改造後の運転開始年）からの一定の経過年数を契機として水車・発電機の更新を実施すると仮定する。
- 高効率水車・発電機への更新により出力が増加し、かつ発電電力量も増加すると想定する。
- 更新の実施年（経過年数）ならびに更新による増出力効果（増出力率）は、第3章における調査結果を参考に想定する。
- 発電電力量の試算に用いる設備利用率についても、第3章における調査結果を参考に想定する。ただし、調査から得られた設備利用率に関わるデータは多くない

ことから、一般の公表データの適用も検討する。

- 上記想定された数値を用い、2030年、2040年、2050年の各断面における日本全国の大規模水力発電所の増出力・増発電電力量の総和を試算する。

### 5.2.3 ポテンシャル試算モデルの構築

#### (1) 再開発の契機となる経過年数

再開発として水車・発電機の更新を実施する契機となる経過年数は、水車・発電機の設置年（運転開始年もしくは改造後の運転開始年）からの年数とし、第3章の調査結果を参考に設定する。

第3章における国内の一般水力の再開発事例のうち、流量、有効落差等を変更せず、水車・発電機の更新のみを実施した事例（増強方法 A のみ、ただし設備利用率の改善（D）、系統連系（E）、公的支援策等（F）との重複は含む）は23事例であった。その全ての再開発理由は老朽化対策であり、再開発までの平均経過年数は以下の通りであった。よって、この数値をポテンシャル試算における再開発実施の契機となる経過年数と想定する。

**再開発までの平均経過年数：70年**（表5-1を参照のこと）

なお、上記平均経過年数算出における留意事項は以下の通りとした。

- 事例数が多くないことから出力の大小や発電方式、水車形式等は問わないものとして算出した。もし大規模水力発電所（出力30MW以上と仮定）のみを前提にデータを絞った場合、事例数は14事例となり再開発の経過年数は65年となる。
- 上記算出値は、再開発完了年までの経過年数の平均であることから、再開発時のリードタイム（計画・設計・据付施工期間）を含んだ年数となる。

表 5-1 再開発までの平均経過年数、再開発後の増出力率等

No.	発電所名	水車形式	初期開発年	再開発年	再開発までの経過年数	出力 (MW)			設備利用率	備考
						既設	再開発後	増出力率		
1	糠平発電所	立軸フランシス水車	1956	2009	53	42.0	42.0	0%		
2	上椎葉発電所	立軸フランシス水車	1955	2010	55	90.0	93.2	4%		
3	豊平峡発電所	立軸フランシス水車	1972	2011	39	50.0	51.9	4%		
4	田子倉発電所	立軸フランシス水車	1959	2012	53	380.0	400.0	5%		
5	豊実発電所	立軸カプラン水車	1929	2013	84	56.4	61.8	10%	設備利用率はヒアリングによる非公開データを利用	
6	秋葉第二発電所	立軸フランシス水車	1958	2016	58	34.9	35.3	1%		
7	鹿瀬発電所	立軸カプラン水車	1928	2017	89	49.5	54.2	9%	設備利用率はヒアリングによる非公開データを利用	
8	秋葉第一発電所	立軸フランシス水車	1958	2018	60	45.3	47.2	4%		
9	広野発電所	立軸フランシス水車	1960	2020	60	35.7	36.5	2%		
10	滝山川発電所	立軸フランシス水車	1959	2020	61	51.5	52.5	2%	39%	
11	塚原発電所	立軸フランシス水車	1938	2020	82	63.1	67.1	6%		
12	黒部川第四発電所	立軸ペルトン水車	1961	2021	60	335.0	341.8	2%		
13	足寄発電所	立軸フランシス水車	1955	2021	66	40.0	42.3	6%		
14	黒部川第二発電所	立軸フランシス水車	1936	2021	85	72.0	74.7	4%	60%	
15	西鬼怒川発電所	横軸S型チューブラ水車	1928	1999	71	1.0	1.2	20%	76%	
16	菊鹿発電所	横軸フランシス水車	1956	2000	44	0.5	0.6	22%		
17	打梨発電所	立軸フランシス水車	1939	2003	64	21.8	23.6	8%		
18	土居発電所	横軸フランシス水車	1938	2010	72	8.0	8.2	2%		
19	姫川第二発電所	立軸フランシス水車	1935	2010	75	14.4	14.4	0%		
20	駒橋発電所	立軸フランシス水車	1907	2010	103	21.2	22.2	5%	74%	
21	尾口発電所	横軸フランシス水車	1938	2011	73	17.6	18.1	3%		
22	熊川第一発電所	横軸フランシス水車	1922	2015	93	2.4	2.6	8%	84%	
23	金川発電所	立軸カプラン水車	1919	2019	100	6.5	7.1	9%	設備利用率はヒアリングによる非公開データを利用	
全体平均					70	62.6	65.1	6%	59%	
30MW以上平均					65	96.1	100.0	4%	52%	

出典：ダム年鑑 2021 より整理

## (2) 増出力効果（増出力率）

ポテンシャル試算に用いる再開発の増出力率について、上表 23 事例の全体平均は 6% である。しかしながら、一般的に 30MW 以上の大規模水車発電機の効率は小規模の機器に比して比較的高く、更新による上げ幅（増出力率）は抑え気味になると考えられることから、30MW 未満機器のデータを含む全体平均値を採用した場合、過度のポテンシャル試算となる恐れがある。よって以下の通り試算には 30MW 以上事例のみの平均値を採用するものとする。

**平均増出力率： 4% （表 5-1 を参照のこと）**

なお、上記平均増出力率算出における留意事項として、表 5-1 に示す事例の水車形式は、その流量、有効落差から立軸ペルトン水車、立軸フランシス水車、横軸フランシス水車、立軸カプラン水車等が適用されており、水車形式等からの分類（類型化）別の増出力率の算出も試みたが、事例数が多くないこと、水車形式を変更して更新しているケース等もあることから類型化は難しいと判断した。

### (3) 設備利用率

年間発電電力量を試算するにあたり、機微情報となる個々の既設水力発電所の年間発電電力量データは一般的に公表されていないことが多く、調査データからの比率等による試算は難しい。よって、上記 23 事例において、再開発後の発電電力量が得られた 8 事例（電力会社へのヒアリング結果も含む）のデータを用いてそれらの平均設備利用率を算出し適用することを検討した。算出した結果は 52% (30MW 以上データのみ平均) および 59% (全体平均) であった。

一方、資源エネルギー庁ホームページにおける 2021 年 3 月 31 日現在の包蔵水力データ<sup>(※)</sup>では、出力 30MW 以上の国内既設一般水力発電所の総出力と総発電電力量はそれぞれの 12,505MW、44,907GWh であり、平均設備利用率は 41% であった。

上記より、数少ない調査データからの算出よりも、全国の実績データの方が増発電電力量ポテンシャル試算には適切と判断し以下を適用する。

**平均設備利用率： 41%**

※参照 URL:

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electric/hydroelectric/database/energy\\_japan006/](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/database/energy_japan006/)

### (4) 試算モデルの設定

上記、第 3 章の調査結果ならびに公表データより得られた経過年数、増出力率、設備利用率を用い、試算モデル（試算式）を以下のとおり設定した。

#### 再開発実施時期に関わる試算モデル(再開発実施発電所の想定)

2030 年断面： 2030 - (運転開始年または改造後の運転開始年)  $\geq$  70 → 再開発実施

2040 年断面： 2040 - (運転開始年または改造後の運転開始年)  $\geq$  70 → 再開発実施

※2030 年断面にて再開発実施とした発電所は除く

2050 年断面： 2050 - (運転開始年または改造後の運転開始年)  $\geq$  70 → 再開発実施

※2030 年断面、2040 年断面にて再開発実施とした発電所は除く

#### 再開発実施の場合の増出力ポテンシャル試算モデル(各年断面共通)

各年断面における再開発発電所の開発後増出力の総和 =  $\Sigma$  (各発電所既設出力  $\times$  4%)

#### 再開発実施の場合の増発電電力量ポテンシャル試算モデル(各年断面共通)

各年断面における再開発発電所の開発後増発電電力量の総和 =

各年断面における再開発発電所の開発後増出力の総和  $\times$  24  $\times$  365  $\times$  41%

#### 5.2.4 ポテンシャル試算対象水力発電所

本事業の対象は既設の大規模な水力発電所であることから、ポテンシャル試算の対象水力発電所は、「ダム年鑑 2021 第 4 編 全国水力発電所設備現況 4-1 水系別発電所設備現況一覧」（一般財団法人 日本ダム協会）にリスト化されている日本全国の水力発電所のうち、出力 30MW 以上の水力発電所を対象とする。同リストは一般水力の発電所のリストであり、揚水発電所は対象外とする。

同リストによると、試算対象となる発電所は全国に 180 ヶ所あり、既設総出力は約 12,700MW となる。一覧表を表 5-2～5-4 に示す。180 ヶ所の内、92%にあたる 165 ヶ所が貯水池式発電所、15 ヶ所が流れ込み式発電所であり、大規模水力発電所のほとんどが貯水池を有していることが分かる。

また、下表の「運転開始年」については、第 3 章の調査結果を反映させたことに加え、一般社団法人 電力土木技術協会会誌検索システム（以下 URL 参照）より会誌である「電力土木」に掲載の「改造発電所一覧」（昭和 58 年度（1983 年）～令和 2 年度（2022 年））のデータを収集し改造後の運転開始年として修正した。

参考 URL: <http://www.jepoc.or.jp/psearch/index.php>

表 5-2 日本国内の既設大規模水力発電所（30MW 以上の一般水力発電所）（1/3）

No.	水系名	発電所名	都道府県名	所有者名	発電方式 発電型式	最大出力 (MW)	最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)	有効落差 (m)	運転開始年※
1	十勝川	富村	北海道	北海道電力	ダム水路式・貯水池	41.300	33.5	140.5	2015年
2	十勝川	上岩松	北海道	北海道電力	ダム水路式・貯水池	30.400	9.2	131.9	1953年
3	十勝川	十勝	北海道	北海道電力	ダム水路式・貯水池	40.000	94.0	49.5	1985年
4	十勝川	糠平	北海道	電源開発	ダム水路式・貯水池	42.000	45.0	110.4	2009年
5	十勝川	足寄	北海道	電源開発	ダム水路式・貯水池	40.000	56.0	84.4	2020年
6	新冠川	奥新冠	北海道	北海道電力	ダム水路式・貯水池	44.000	15.8	326.2	1963年
7	石狩川	滝里	北海道	北海道電力	ダム水路式・貯水池	57.000	150.0	44.6	1999年
8	石狩川	野花南	北海道	北海道電力	ダム水路式・貯水池	30.000	175.0	20.0	1971年
9	石狩川	豊平峡	北海道	北海道電力	ダム水路式・貯水池	51.900	26.4	221.0	2011年
10	石狩川	雨竜	北海道	北海道電力	ダム水路式・貯水池	51.000	44.2	139.9	1988年
11	奥入瀬川	十和田	青森県	東北電力	水路式・貯水池	31.100	20.0	181.3	1999年
12	北上川	岩洞第一	岩手県	岩手県企業局	ダム水路式・貯水池	41.000	12.0	405.2	1960年
13	北上川	仙人	岩手県	岩手県企業局	ダム水路式・貯水池	37.600	42.0	107.0	1963年
14	阿武隈川	蓬萊	福島県	東北電力	ダム水路式・貯水池	38.500	58.0	77.6	1938年
15	姫川	姫川第七	新潟県	東京発電	水路式・流込	43.200	49.0	99.4	1955年
16	信濃川	信濃川	新潟県	東京電力	水路式・貯水池	169.000	171.1	110.3	2001年
17	信濃川	中津川第一	新潟県	東京電力	水路式・貯水池	127.000	36.4	414.9	1924年
18	信濃川	黒又川第一	新潟県	電源開発	ダム水路式・貯水池	61.500	42.4	168.9	1958年
19	信濃川	千手	新潟県	東日本旅客鉄道(自)	水路式・貯水池	120.000	250.4	52.1	1939年
20	信濃川	小千谷	新潟県	東日本旅客鉄道(自)	水路式・貯水池	123.000	300.0	48.3	1951年
21	信濃川	小千谷第二	新潟県	東日本旅客鉄道(自)	水路式・貯水池	206.000	220.0	107.6	1990年
22	信濃川	水内	長野県	東京電力	ダム水路式・貯水池	31.600	138.0	27.0	2001年
23	信濃川	中の沢	長野県	東京電力	ダム水路式・貯水池	42.000	35.0	140.8	1980年
24	信濃川	震沢	長野県	東京電力	水路式・貯水池	39.000	10.6	453.7	1928年
25	信濃川	竜島	長野県	東京電力	ダム水路式・貯水池	32.000	54.0	71.0	1969年
26	阿賀野川	猪苗代第一	福島県	東京電力	水路式・貯水池	63.400	67.5	109.8	1991年
27	阿賀野川	猪苗代第二	福島県	東京電力	水路式・流込	37.500	67.5	68.2	1918年
28	阿賀野川	猪苗代第四	福島県	東京電力	水路式・流込	37.100	67.3	61.8	1987年
29	阿賀野川	小野川	福島県	東京電力	水路式・貯水池	34.200	63.5	62.0	1998年
30	阿賀野川	秋元	福島県	東京電力	水路式・貯水池	107.500	76.9	161.9	1998年
31	阿賀野川	上野尻	福島県	東北電力	ダム水路式・貯水池	52.000	430.0	14.1	1958年
32	阿賀野川	新郷	福島県	東北電力	ダム水路式・貯水池	51.600	312.0	19.8	1939年
33	阿賀野川	第二新郷	福島県	東北電力	ダム水路式・貯水池	38.800	200.0	22.5	1984年
34	阿賀野川	山郷	福島県	東北電力	ダム水路式・貯水池	45.900	354.0	15.5	1943年
35	阿賀野川	豊実	新潟県	東北電力	ダム水路式・貯水池	61.800	270.0	25.5	2013年
36	阿賀野川	第二豊実	新潟県	東北電力	ダム水路式・貯水池	57.100	270.0	24.5	1975年
37	阿賀野川	鹿瀬	新潟県	東北電力	ダム水路式・貯水池	54.200	270.0	22.4	2017年
38	阿賀野川	第二鹿瀬	新潟県	東北電力	ダム水路式・貯水池	55.000	290.0	22.1	1973年
39	阿賀野川	揚川	新潟県	東北電力	ダム水路式・貯水池	53.600	460.0	13.6	1963年
40	阿賀野川	本名	福島県	東北電力	ダム水路式・貯水池	78.000	260.0	34.9	1954年
41	阿賀野川	上田	福島県	東北電力	ダム水路式・貯水池	63.900	284.0	26.3	1954年
42	阿賀野川	宮下	福島県	東北電力	ダム水路式・貯水池	94.000	320.0	34.8	1946年
43	阿賀野川	柳津	福島県	東北電力	ダム水路式・貯水池	75.000	345.0	25.4	1953年
44	阿賀野川	片門	福島県	東北電力	ダム水路式・貯水池	57.000	345.0	19.3	1953年
45	阿賀野川	奥只見	福島県	電源開発	ダム水路式・貯水池	560.000	387.0	170.0	1960年
46	阿賀野川	大島	福島県	電源開発	ダム水路式・貯水池	182.000	427.0	50.8	1963年
47	阿賀野川	滝	福島県	電源開発	ダム水路式・貯水池	92.000	300.0	35.8	1961年
48	阿賀野川	只見	福島県	電源開発	ダム水路式・貯水池	65.000	375.0	19.8	1989年
49	阿賀野川	田子倉	福島県	電源開発	ダム水路式・貯水池	400.000	420.0	106.8	2012年
50	阿賀野川	大津峡	福島県	電源開発	ダム水路式・貯水池	38.000	22.0	205.6	1968年
51	三面川	三面	新潟県	新潟県企業局	ダム水路式・貯水池	30.000	54.0	64.5	1952年
52	三面川	奥三面	新潟県	新潟県企業局	ダム水路式・貯水池	34.500	40.0	102.0	2001年
53	赤川	八久和	山形県	東北電力	ダム水路式・貯水池	60.300	27.2	258.9	1958年
54	最上川	本道寺	山形県	東北電力	ダム水路式・貯水池	75.000	62.5	137.2	1990年
55	雄物川	生保内	秋田県	東北電力	水路式・貯水池	31.500	75.0	49.6	1940年
56	利根川	小平	群馬県	群馬県企業局	水路式・流込	36.200	24.3	171.8	1976年
57	利根川	須田貝	群馬県	東京電力	ダム水路式・貯水池	46.200	65.0	82.8	1998年
58	利根川	上牧	群馬県	東京電力	水路式・貯水池	31.500	25.0	144.1	2000年
59	利根川	佐久	群馬県	東京電力	水路式・貯水池	84.600	69.0	116.7	1997年
60	利根川	栗山	栃木県	東京電力	水路式・貯水池	42.000	30.0	165.2	1944年

出典：ダム年鑑 2021 第4編 全国水力発電所設備現況（一般財団法人 日本ダム協会）を基に作成  
 ※ 既に再開発された発電所の運転開始年は、初期開発時ではなく再開発時の年とした。

表 5-3 日本国内の既設大規模水力発電所（30MW 以上の一般水力発電所）（2/3）

No.	水系名	発電所名	都道府県名	所有者名	発電方式 発電型式	最大出力 (MW)	最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)	有効落差 (m)	運転開始年※
61	利根川	鬼怒川	栃木県	東京電力	水路式・貯水池	127.000	45.0	330.4	1912年
62	相模川	相模	神奈川県	神奈川県企業庁	ダム水路式・貯水池	31.000	85.0	43.5	1990年
63	相模川	八ツ沢	山梨県	東京電力	水路式・貯水池	42.000	41.7	116.3	1912年
64	富士川	早川第一	山梨県	東京電力	水路式・貯水池	51.200	27.0	228.3	2020年
65	富士川	富士川第一	山梨県	日本軽金属(自)	水路式・流込	42.000	66.0	69.9	1941年
66	富士川	富士川第二	静岡県	日本軽金属(自)	水路式・流込	49.500	75.0	77.8	1999年
67	大井川	畑薙第二	静岡県	中部電力	ダム水路式・貯水池	86.600	60.0	164.1	2014年
68	大井川	井川	静岡県	中部電力	ダム水路式・貯水池	62.000	80.0	92.7	1957年
69	大井川	奥泉	静岡県	中部電力	ダム水路式・貯水池	92.000	60.0	173.8	2012年
70	大井川	大井川	静岡県	中部電力	ダム水路式・貯水池	68.200	72.4	112.7	1936年
71	大井川	久野脇	静岡県	中部電力	ダム水路式・貯水池	32.000	78.0	48.6	1944年
72	大井川	川口	静岡県	中部電力	ダム水路式・貯水池	58.000	90.0	75.3	1960年
73	大井川	赤石	静岡県	中部電力	ダム水路式・貯水池	40.500	28.0	162.6	1990年
74	天竜川	赤阜	長野県	中部電力	ダム水路式・貯水池	54.500	178.1	36.9	1936年
75	天竜川	平岡	長野県	中部電力	ダム水路式・貯水池	101.000	256.0	45.7	1952年
76	天竜川	佐久間	静岡県	電源開発	ダム水路式・貯水池	350.000	306.0	133.5	1956年
77	天竜川	秋葉第三	静岡県	電源開発	ダム水路式・貯水池	46.900	116.0	47.1	1991年
78	天竜川	秋葉第二	静岡県	電源開発	ダム水路式・貯水池	34.900	110.0	36.5	2016年
79	天竜川	秋葉第一	静岡県	電源開発	ダム水路式・貯水池	47.200	110.0	48.5	2018年
80	天竜川	船明	静岡県	電源開発	ダム水路式・貯水池	32.000	270.0	14.5	1977年
81	天竜川	佐久間第二	静岡県	電源開発	水路式・流込	32.000	306.0	12.3	1982年
82	天竜川	水窪	静岡県	電源開発	ダム水路式・貯水池	50.000	26.5	219.5	1969年
83	矢作川	矢作第一	岐阜県	中部電力	ダム水路式・貯水池	61.200	94.7	77.0	1970年
84	矢作川	矢作第二	愛知県	中部電力	水路式・貯水池	31.600	40.0	89.6	2003年
85	木曽川	読書	長野県	関西電力	ダム水路式・貯水池	119.000	120.9	112.1	1998年
86	木曽川	山口	岐阜県	関西電力	ダム水路式・貯水池	42.000	78.0	62.4	1957年
87	木曽川	大井	岐阜県	関西電力	ダム水路式・貯水池	52.000	139.1	42.4	1997年
88	木曽川	笠置	岐阜県	関西電力	ダム水路式・貯水池	41.700	165.8	30.4	1936年
89	木曽川	丸山	岐阜県	関西電力	ダム水路式・貯水池	138.000	192.9	80.9	1954年
90	木曽川	新丸山	岐阜県	関西電力	ダム水路式・貯水池	63.000	93.0	78.1	1971年
91	木曽川	兼山	岐阜県	関西電力	ダム水路式・貯水池	39	200.0	23.2	1943年
92	木曽川	新大井	岐阜県	関西電力	ダム水路式・貯水池	32	85.0	44.0	1983年
93	木曽川	寝覚	長野県	関西電力	ダム水路式・貯水池	35	65.8	64.3	1938年
94	木曽川	木曾	長野県	関西電力	ダム水路式・貯水池	116	60.0	225.9	1968年
95	木曽川	御岳	長野県	関西電力	ダム水路式・貯水池	69	34.4	229.0	1945年
96	木曽川	三尾	長野県	関西電力	ダム水路式・貯水池	36	30.9	137.2	1963年
97	木曽川	伊奈川	長野県	関西電力	ダム水路式・貯水池	41	11.0	438.0	1977年
98	木曽川	久々野	岐阜県	中部電力	水路式・貯水池	39	34.6	127.5	1962年
99	木曽川	小坂	岐阜県	中部電力	水路式・流込	50	44.7	130.0	1989年
100	木曽川	瀬上田	岐阜県	中部電力	水路式・貯水池	35	40.0	104.5	1954年
101	木曽川	瀬戸	岐阜県	中部電力	水路式・流込	49	47.5	156.6	1998年
102	木曽川	川辺	岐阜県	中部電力	水路式・貯水池	32	155.0	24.2	1937年
103	木曽川	新上麻生	岐阜県	中部電力	ダム水路式・貯水池	61	80.0	88.5	1987年
104	木曽川	馬瀬川第二	岐阜県	中部電力	ダム水路式・貯水池	66	113.0	69.6	1976年
105	木曽川	横山	岐阜県	中部電力	ダム水路式・貯水池	70	129.0	63.3	1964年
106	木曽川	金原	岐阜県	中部電力	ダム水路式・貯水池	162	100.4	182.0	2016年
107	銚子川	尾鷲第一	三重県	電源開発	ダム水路式・貯水池	40	21.0	225.3	1962年
108	九頭竜川	市荒川	福井県	関西電力	水路式・流込	48	80.0	69.0	2011年
109	九頭竜川	西勝原第三	福井県	北陸電力	ダム水路式・貯水池	48	56.0	99.0	1968年
110	九頭竜川	湯上	福井県	電源開発	ダム水路式・貯水池	54	53.0	120.1	1968年
111	手取川	手取川第二	石川県	北陸電力	ダム水路式・貯水池	87	105.0	96.0	1979年
112	手取川	手取川第三	石川県	北陸電力	ダム水路式・貯水池	30	70.0	50.0	1979年
113	手取川	尾添	石川県	北陸電力	水路式・流込	31	6.2	577.0	1984年
114	手取川	手取川第一	石川県	電源開発	ダム水路式・貯水池	250	180.0	162.4	1979年
115	庄川	鳩谷	岐阜県	関西電力	ダム水路式・貯水池	41	58.3	81.2	1956年
116	庄川	椿原	岐阜県	関西電力	ダム水路式・貯水池	40	72.3	65.3	1954年
117	庄川	新椿原	岐阜県	関西電力	ダム水路式・貯水池	63	120.0	62.0	1975年
118	庄川	御母衣	岐阜県	電源開発	ダム水路式・貯水池	215	130.0	192.1	1961年
119	庄川	御母衣第二	岐阜県	電源開発	ダム水路式・貯水池	59	15.0	460.1	1963年
120	庄川	新成出	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	58	130.0	53.0	1975年

出典：ダム年鑑 2021 第4編 全国水力発電所設備現況（一般財団法人 日本ダム協会）を基に作成  
 ※ 既に再開発された発電所の運転開始年は、初期開発時ではなく再開発時の年とした。

表 5-4 日本国内の既設大規模水力発電所（30MW 以上の一般水力発電所）（3/3）

No.	水系名	発電所名	都道府県名	所有者名	発電方式 発電型式	最大出力 (MW)	最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s)	有効落差 (m)	運転開始年※
121	庄川	成出	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	35	79.6	53.0	1951年
122	庄川	小原	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	46	140.4	39.2	1942年
123	庄川	祖山	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	54	93.7	67.2	2001年
124	庄川	小牧	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	86	138.7	68.5	2006年
125	庄川	新祖山	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	68	120.0	65.7	1967年
126	庄川	赤尾	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	33	220.0	17.4	1978年
127	庄川	新小原	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	45	100.0	52.6	1980年
128	庄川	利賀川第二	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	32	11.0	338.7	1973年
129	神通川	下小島	岐阜県	関西電力	ダム水路式・貯水池	142	65.0	251.1	1973年
130	神通川	蟹寺	富山県	関西電力	水路式・流込	51	43.6	134.0	1994年
131	神通川	神通川第一	富山県	北陸電力	ダム水路式・貯水池	82	150.0	62.5	1993年
132	神通川	神通川第二	富山県	北陸電力	ダム水路式・貯水池	44	172.0	29.2	1954年
133	神通川	庵谷	富山県	北陸電力	ダム水路式・貯水池	50	100.0	59.3	1976年
134	神通川	東町	岐阜県	北陸電力	ダム水路式・貯水池	32	47.0	80.5	1942年
135	神通川	牧	岐阜県	北陸電力	水路式・流込	41	52.0	94.2	1942年
136	神通川	新猪谷	岐阜県	北陸電力	ダム水路式・貯水池	35	45.0	87.5	1964年
137	常願寺川	真川	富山県	北陸電力	水路式・貯水池	34	8.4	488.4	1992年
138	常願寺川	和田川第二	富山県	北陸電力	ダム水路式・貯水池	122	32.2	458.4	1959年
139	常願寺川	新中地山	富山県	北陸電力	ダム水路式・貯水池	74	33.0	259.3	1959年
140	常願寺川	有峰第一	富山県	北陸電力	ダム水路式・貯水池	265	74.0	411.0	1981年
141	常願寺川	有峰第二	富山県	北陸電力	水路式・貯水池	123	74.0	189.0	1981年
142	常願寺川	小俣	富山県	北陸電力	水路式・貯水池	34	30.0	128.6	1960年
143	黒部川	黒部川第四	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	335	72.0	545.5	1961年
144	黒部川	新黒部川第三	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	108	46.8	268.1	1963年
145	黒部川	新黒部川第三	富山県	関西電力	水路式・流込	74	46.0	189.8	1966年
146	黒部川	黒部川第三	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	86	36.3	275.6	1940年
147	黒部川	黒部川第二	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	73	47.2	177.0	1936年
148	黒部川	音沢	富山県	関西電力	ダム水路式・貯水池	124	74.0	193.5	1985年
149	黒部川	新柳河原	富山県	関西電力	水路式・貯水池	41	50.9	93.2	1993年
150	黒部川	愛本	富山県	関西電力	水路式・流込	31	50.1	71.5	1996年
151	黒部川	朝日小川第一	富山県	北陸電力	ダム水路式・貯水池	43	12.0	423.0	1986年
152	新宮川	小森	三重県	電源開発	ダム水路式・貯水池	30	74.0	49.0	1965年
153	新宮川	十津川第一	奈良県	電源開発	ダム水路式・貯水池	75	60.0	144.2	1960年
154	新宮川	西吉野第一	奈良県	電源開発	ダム水路式・貯水池	33	16.7	231.3	1956年
155	新宮川	十津川第二	和歌山県	電源開発	ダム水路式・貯水池	58	75.0	90.0	1962年
156	新宮川	七色	和歌山県	電源開発	ダム水路式・貯水池	82	140.0	69.3	1965年
157	太田川	滝山川	広島県	中国電力	ダム水路式・貯水池	52	19.0	314.4	2020年
158	江の川	可部	広島県	中国電力	ダム水路式・貯水池	38	22.0	199.1	1975年
159	斐伊川	潮	島根県	中国電力	ダム水路式・貯水池	36	15.0	278.1	1956年
160	吉野川	早明浦	高知県	電源開発	ダム水路式・貯水池	42	65.0	76.0	1972年
161	那賀川	日野谷	徳島県	徳島県企業局	ダム水路式・貯水池	62	60.0	116.5	2005年
162	那賀川	広野	徳島県	四国電力	ダム水路式・貯水池	36	14.3	292.7	2020年
163	奈半利川	魚梁瀬	高知県	電源開発	ダム水路式・貯水池	36	50.0	85.1	1965年
164	奈半利川	二又	高知県	電源開発	ダム水路式・貯水池	72	45.0	188.9	1963年
165	奈半利川	長山	高知県	電源開発	ダム水路式・貯水池	37	40.0	107.9	1960年
166	国分川	平山	高知県	四国電力	水路式・貯水池	44	21.5	230.4	1963年
167	仁淀川	大渡	高知県	四国電力	ダム水路式・貯水池	33	45.0	84.9	1981年
168	耳川	上椎葉	宮崎県	九州電力	ダム水路式・貯水池	93	73.0	144.0	2010年
169	耳川	岩屋戸	宮崎県	九州電力	ダム水路式・貯水池	52	37.0	80.4	1999年
170	耳川	塚原	宮崎県	九州電力	ダム水路式・貯水池	67	74.0	98.4	2020年
171	耳川	諸塚	宮崎県	九州電力	ダム水路式・貯水池	50	27.0	226.4	1961年
172	耳川	山須原	宮崎県	九州電力	ダム水路式・貯水池	41	38.9	40.8	1996年
173	一ツ瀬川	一ツ瀬	宮崎県	九州電力	ダム水路式・貯水池	180	137.0	152.0	1963年
174	大淀川	大淀川第一	宮崎県	九州電力	ダム水路式・貯水池	56	123.0	39.4	1996年
175	大淀川	大淀川第二	宮崎県	九州電力	ダム水路式・貯水池	71	66.8	56.3	1991年
176	川内川	川内川第一	鹿児島県	電源開発	ダム水路式・貯水池	120	150.0	93.1	1965年
177	白川	黒川第一	熊本県	九州電力	水路式・貯水池	42	7.3	244.4	1985年
178	筑後川	松原	大分県	九州電力	ダム水路式・貯水池	51	85.0	71.4	1971年
179	筑後川	柳又	大分県	九州電力	ダム水路式・貯水池	64	68.0	106.7	1973年
180	屋久島	安房川第二	鹿児島県	屋久島電工(自)	水路式・流込	34	13.0	293.7	1979年

出典：ダム年鑑 2021 第4編 全国水力発電所設備現況（一般財団法人 日本ダム協会）を基に作成  
 ※ 既に再開発された発電所の運転開始年は、初期開発時ではなく再開発時の年とした。

### 5.3 2030年、2040年、2050年の断面での見直し整理

本邦における大規模な既設水力発電所の水車発電機更新による増出力ポテンシャルについて、設備容量・発電電力量の観点から2030年、2040年、2050年の断面において試算し、出力増強の可能性を以下に示す。

#### 5.3.1 大規模な既設水力発電所増加ポテンシャル（水車発電機の更新）

##### (1) 増出力の試算

対象とする国内の大規模水力発電所（30MW以上の一般水力）について、前5.2節にて検討した試算モデルを適用し、運転開始年もしくは改造後の運転開始年から起算し、2030年、2040年、2050年の各断面において、それぞれ70年を経過している発電所を再開発電所と想定し、老朽化した水車発電機の更新による増出力を既設出力に増出力率を乗じ算出した。かつそれらの総和を求め、以下の通り各年断面における増出力ポテンシャルとした。

表 5-5 各年断面における大規模水力発電所再開発電の増出力ポテンシャル  
（水車発電機の更新による増出力分と既設出力と合算した累計値）

年断面	増出力ポテンシャル 増分のみ(MW)	既設出力との合算累計 (MW)
2030年	217	12,915
2040年	89	13,004
2050年	55	13,059
2050年までの累計	361	13,059

注)既設出力値は「ダム年鑑2021」記載の30MW以上の既設全発電所出力合計12,698MWを採用

なお、増出力ポテンシャル試算における留意事項は以下の通りである。

- 試算の起点である対象各水力発電所の改造履歴（改造後の運転開始年）は、第3章にて調査した結果を反映させたことに加え、一般社団法人電力土木技術協会誌検索システム（以下URL参照）より会誌である「電力土木」に掲載の「改造発電所一覧」（昭和58年度（1983年）～令和2年度（2022年））のデータを収集し反映させた。

参考URL：<http://www.jepoc.or.jp/psearch/index.php>

- 現在、再開発電中の水力発電所（笠置、丸山、新丸山等）は2030年断面までに再開発電が完了すると仮定した。かつ再開後の出力が明らかな場合は、試算モデルによらず当該数値（計画値と既設出力値の差）を適用した。
- 2030年断面で再開発電所と想定した発電所については、その時点で改造済と

仮定し、2030年断面を改造後の運転開始年に修正した上で、2040年、2050年断面の増出力ポテンシャルを試算した。2040年についても同様である。

## (2) 増発電力量の試算

対象とする国内の大規模水力発電所（30MW以上の一般水力）について、前5.2節にて検討した試算モデルを適用し、各年断面における水車発電機の更新による増発電力量ポテンシャルを試算した。

## (3) 年毎のポテンシャル試算結果

上記試算結果である国内の大規模水力発電所（30MW以上の一般水力）の年毎のポテンシャルの試算結果を、現時点（2021年度）の既存出力（約12,700MW）から2050年断面までを下図の通りグラフ化した。

なお、現在、再開発中の水力発電所ならびに2022年～2026年までの間に再開発実施（経過年数が70年以上）となった発電所については、リードタイム（計画・設計・据付施工期間）を考慮し、2026年に再開発が完了すると仮定した。

また、現在、再開発中の水力発電所で再開発後の出力が明らかな場合（笠置、丸山、新丸山、黒部川第二等）は、試算モデルによらず当該計画値と既設出力との差を増分として加算した。

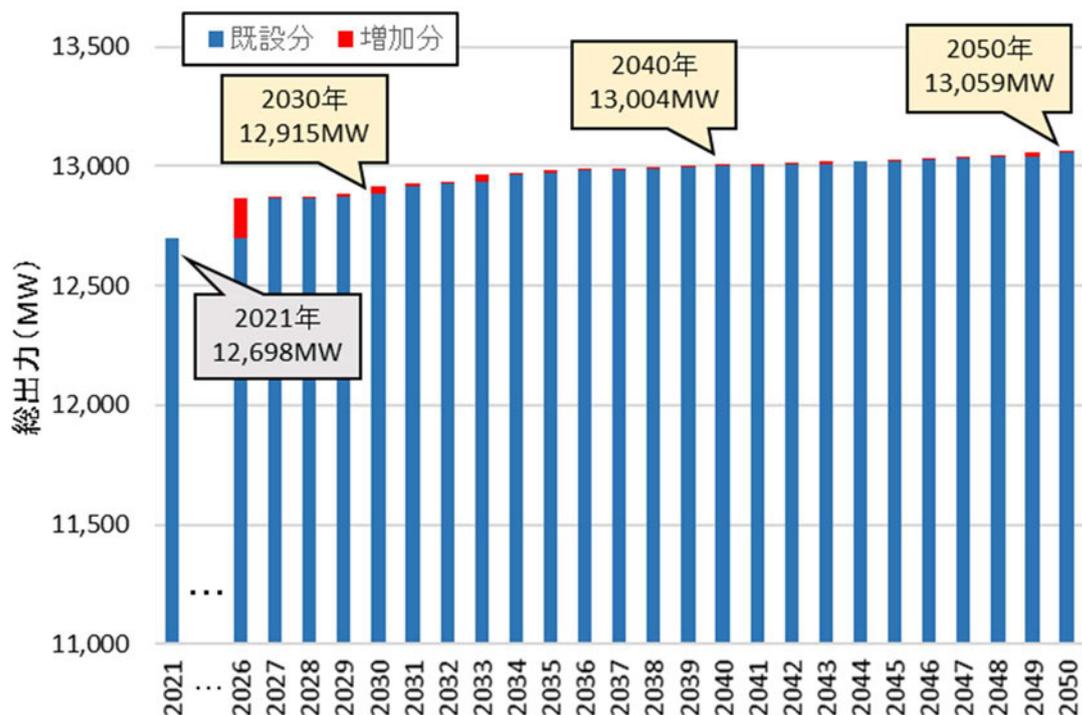


図 5-1 大規模水力発電所の再開発ポテンシャル試算 年毎の推移（出力）

（2022年～2026年に再開発実施となった発電所はリードタイムを考慮し2026年に再開発完了と仮定した）