

既設水力発電所の性能向上

タスク 16 既存インフラにおける
隠れた未利用の水力発電の開発機会
サブタスク 2 概要報告書

宮永洋一・橋本信雄

2024 年 9 月

<https://doi.org/10.5281/zenodo.13709397>



国際エネルギー機関（IEA）水力実施協定の概要

IEA 水力実施協定（IEA Hydro）は、世界的な水力発電の推進に関心のある IEA メンバー国およびその他の国からなる活動グループである。現在の参加国・地域は、オーストラリア、ブラジル、中国、EU、フィンランド、日本、ノルウェー、スイス、米国である。マレーシアの電力会社 Sarawak Energy Berhad はスポンサーである。参加国の政府は、自らあるいはその国の代表として指定した機関が、IEA Hydro の業務を遂行する執行委員会（ExCo）および作業部会（Task）に参加する。IEA Hydro のいくつかの活動は、他の機関と協働して実施されることがある。

ビジョン：

十分に確立されており、かつ社会的に好ましいエネルギー技術としての水力発電の世界全般の認識を促すことにより、水力発電の新規開発および既設発電所の近代化を推進する。

ミッション：

一般の理解、知識および支持を通じて、水力発電の開発と運用における、水資源の持続可能な利用を促進する。

このミッションを達成するため、執行委員会は次のように戦略的に計画を推進している。

- ▶ 実施可能で社会的に受け入れられやすい再生可能エネルギーとしての水力発電の社会的受容性を高めるための研究への学際的アプローチの適用
- ▶ 水力発電に関わる幅広い課題についての知識の蓄積の増大
- ▶ 社会的に望ましい電源としての水力発電の継続的利用において国際的に共通する関心分野の発掘
- ▶ 環境的に望ましいエネルギー技術としての水力発電に関する世界的な論争への公平な視点の提示
- ▶ 技術開発の奨励

IEA Hydro は、活動計画を積極的に推進し、非 IEA メンバー国の参加も奨励している。OECD メンバー国と非メンバー国全てが参加可能である。参加資格と調査活動の詳細は、IEA Hydro のウェブサイト：www.ieahydro.org で得ることができる。

表紙写真： 帝釈川ダム（中国電力株式会社提供）

目次

謝辞.....	v
要旨.....	vi
1 はじめに.....	1
1.1 背景.....	1
1.2 サブタスク 2 の概要.....	1
2 調査方法.....	2
2.1 「隠れた水力発電」の定義.....	2
2.2 既設水力発電所の性能向上の開発方法に関する調査.....	2
2.3 事例収集の方法.....	2
3 既設水力発電所の性能向上の開発方法.....	3
3.1 開発方法の類型化.....	3
3.1.1 タイプ I 既設の水路・発電設備の更新.....	4
3.1.2 タイプ II 増設・新設・再開発.....	5
3.2 「隠れた水力発電」の特定.....	6
3.2.1 更新・増強プロジェクトの特徴.....	6
3.2.2 運用の改善による性能向上の重要性.....	7
3.2.3 「隠れた水力発電」の基本的要件と開発方法の類型化.....	7
4 「隠れた水力発電」の事例.....	9
4.1 事例の概要.....	9
4.2 「隠れた水力発電」の特徴.....	14
4.2.1 タイプ I 既設の更新.....	14
4.2.2 タイプ II 増設・新設・再開発.....	15
4.2.3 タイプ III 運用の改善.....	16
4.2.4 「隠れた水力発電」の開発による性能向上.....	17
4.3 「隠れた水力発電」の開発の課題と解決策.....	18
4.3.1 技術に関する課題と解決策.....	18
4.3.2 経済性に関する課題と解決策.....	19
4.3.3 環境に関する課題と解決策.....	20
5 まとめと結論.....	21
6 参考文献.....	22
付録 A 事例データの概要.....	A.1
付録 B 河川維持流量発電の特徴と課題.....	B.1

図一覧

図 1. 収集した事例の世界地図上の分布	9
図 2. 収集した事例の地域別の内訳	13
図 3. 収集した事例の開発類型（表 5）別の内訳	13
図 4. 収集した事例の「隠れた水力発電」の基本的要件（表 4）別の内訳	13
図 5. タイプ I と II の事例における出力増加率	17

表一覧

表 1. Annex 11 で収集された更新・増強プロジェクトの事例.....	3
表 2. タイプ I 「既設の水路・発電設備の更新」の分類と該当する Annex 11 の事例	5
表 3. タイプ II 「増設・新設・再開発」の分類と該当する Annex 11 の事例.....	6
表 4. 既設発電所の性能向上における「隠れた水力発電」の基本的要件	7
表 5. 既設発電所の性能向上における「隠れた水力発電」の開発方法の類型化	8
表 6. 「隠れた水力発電」の開発事例 (a)-(c)	10
表 7. タイプ I の開発類型における「隠れた水力発電」の特徴と該当する事例	14
表 8. タイプ II の開発類型における「隠れた水力発電」の特徴と該当する事例.....	15
表 9. タイプ III の開発類型における「隠れた水力発電」の特徴と該当する事例.....	17
表 10. 収集事例に見られる技術に関する課題の解決策	18
表 11. 収集事例に見られる経済性に関する課題の解決策.....	20
表 12. 収集事例に見られる環境に関する課題の解決策	20

謝辞

IEA 水力実施協定 Task 16 は、2019 年 3 月の執行委員会で提案書が承認され活動を開始した。このうち、既設水力発電所の性能向上に関するサブタスクは、日本がリーダーを務め、Task 16 メンバーのオーストラリア、EU、スイス、アメリカ、および関係諸機関の協力を得て、約 4 年間に渡り事例の収集と分析を行った。報告書の作成は、Task 16 の日本のメンバーの宮永洋一（一般財団法人電力中央研究所名誉研究アドバイザー）と橋本信雄（一般社団法人海外電力調査会電力協力部副部長）が担当し、日本の国内専門委員会によるレビューを受けた。

本サブタスクの活動にご指導・ご協力をいただいた、Task 16 の執行責任者とメンバー、IEA 水力実施協定執行委員会事務局長、日本の国内委員会および国内専門委員会の委員各位、経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部電力基盤整備課各位、一般財団法人新エネルギー財団水力地熱本部各位、および一般社団法人海外電力調査会電力協力部各位に謝意を表す。特に、本サブタスクの活動に多大な助言と協力をいただいた前 IEA 水力実施協定執行委員会事務局長の Niels Nielsen 氏に深く感謝する。

宮永洋一

IEA 水力実施協定 Task 16 サブタスク 2 リーダー

要旨

IEA 水力実施協定の Task 16「既存インフラにおける隠れた未利用の水力発電の開発機会」(Hidden and Untapped Hydropower Opportunities on Existing Infrastructure) (以下、「隠れた水力発電」と略記) は、世界規模で「隠れた水力発電」の開発を可能にし、支援する枠組みを提供することを目的としている。「隠れた水力発電」とは、「水力資源量のうち、国の包蔵水力調査等には含まれていない資源量、あるいはより効率的に利用可能な資源量の開発機会」を指し、特に水力開発の進んだ国において、さらなる水力開発の余地を検討する上で重要な概念である。

Task 16 の活動は、次の 5 つのサブタスクに分けられる。

サブタスク 1 水力資源量データの更新

サブタスク 2 既設水力発電所の性能向上

サブタスク 3 非発電用ダムおよび水管理施設への発電設備の設置

サブタスク 4 隠れた電力貯蔵

サブタスク 5 「隠れた水力発電」に関わる水力発電技術の研究と革新

本報告書は、上記のうちサブタスク 2 の活動の成果をまとめたものである。

サブタスク 2 の目的は、既設水力発電所の性能向上における「隠れた水力発電」の可能性を事例に基づいて明らかにし、今後の設備の近代化によるさらなる性能向上に資することにある。

サブタスク 2 の調査は、既設水力発電所の性能向上の方法に関する調査および「隠れた水力発電」の事例調査より成る。事例の収集は、文献調査やアンケート調査を基本として行った。本サブタスクは、日本がコーディネーターを務め、オーストラリア、EU、スイス、アメリカの協力を得て実施した。

既設水力発電所の性能向上に関わる「隠れた水力発電」を特定するために、IEA 水力実施協定の Annex 11「水力発電設備の更新と増強」(2016)で収集された事例を分析し、以下のような基本的要件を設定した。

A) 既設設備における未利用あるいは見落とされていたポテンシャルを含む水資源の有効利用

B) 発電所性能を最大化するための先進的または改善された方法の導入

C) 市場のニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上

さらに、Annex 11 の事例を基に、「隠れた水力発電」の開発方法を次の 3 つのタイプに類型化した。

タイプ I 更新・改修

タイプ II 増設・新設・再開発

タイプ III 運用の改善

以上の基本的要件と開発方法の類型を用いて、既設水力発電所の性能向上における「隠れた水力発電」を幅広くかつ体系的に把握する事例調査を行い、Annex 11、Annex 15「水力発電設備の保守と増強に関する意思決定」およびその他の文献や資料から、世界各国の 113 事例を収集した。事例の分析結果から、以下のような「隠れた水力発電」の主な特徴を明らかにした。

タイプⅠ 既設の更新

- 水車・発電機の耐久性向上、効率向上における改善された方法
- 更新工事のコスト低減と工期短縮のための改善された方法
- 未利用河川水等の利用
- 水車・発電機の規模縮小による設備利用率の向上
- ピーク供給力や周波数制御機能の増強、揚水発電の可変速化など市場ニーズへの対応
- 取水設備・水路の改善による性能改善
- 流域変更による増出力・増電

タイプⅡ 増設・新設・再開発

- ダムの維持放流量、未利用河川水、ダムの溢水、既設水路における未利用落差等の様々な未利用ポテンシャルの利用
- ピーク供給力の増強、揚水発電所の増設・新設など市場のニーズへの対応

タイプⅢ 運用の改善

- 水車・発電機の発電可能流量範囲の拡大
- 流域変更による既設発電所の効率的運用
- 取水量管理の最適化
- カスケード発電所群の運用を考慮した計画的な更新・増強
- ダム流入量予測精度の向上による発電所の最適運用

「隠れた水力発電」の開発において、最も多く見られる課題は技術に関するものであり、有効な解決策は技術革新である。特に、タイプⅢの運用改善では、発電所の運転範囲を拡大したり、気象観測・ダム流入量予測・発電所運用を統合したりするデジタル技術のような先進的技術による性能向上の余地が大きい。

次に多いのが経済性に関する課題であり、その解決策として、設計・建設・運用・維持管理コストを低減するための技術革新が挙げられる。さらに、こうした技術革新を促す政策による支援も望まれる。

環境に関する課題の多くは、更新・増強・運用改善プロジェクトによる追加的な環境影響が新規開発に比べて小さいため、開発の大きな障害とはならない。

1 はじめに

1.1 背景

水力開発の進んだ国においては、低コストで開発できる水力資源が減少し、開発が停滞傾向にある。一般に、水力開発は、開発可能な資源量の調査結果を基に計画される。開発可能な資源量は、理論的な包蔵水力に対して、技術水準、経済性評価の考え方、自然・社会環境との調和など、様々な要因によって制限される。さらに、これらの要因は、国や時代によっても異なる。また、発電目的ではない水利施設などにおいて、既往の資源量調査では対象にされていない未利用の水力資源もある。したがって、水力開発の進んだ国において、さらなる水力開発の余地を検討するためには、これまでの計画で基本としてきた資源量のデータを見直し、既往の調査では十分に把握されていなかった資源量の可能性を調べるのが重要である。

この課題に取り組むため、IEA 水力実施協定では、2019年に新たに Task 16「既存インフラにおける隠れた未利用の水力発電の開発機会」(Hidden and Untapped Hydropower Opportunities on Existing Infrastructure) (以下、「隠れた水力発電」と略記)を発足させた。Task 16は、次の5つのサブタスクで構成される。

サブタスク 1 水力資源量データの更新

サブタスク 2 既設水力発電所の性能向上

サブタスク 3 非発電用ダムおよび水管理施設への発電設備の設置

サブタスク 4 隠れた電力貯蔵

サブタスク 5 「隠れた水力発電」に関わる水力発電技術の研究と革新

本報告書は、上記のうちサブタスク 2 の活動の成果をまとめたものである。

1.2 サブタスク 2 の概要

サブタスク 2 の目的は、既設水力発電所の性能向上における「隠れた水力発電」の可能性を事例に基づいて明らかにし、今後の設備の近代化によるさらなる性能向上に資することにある。IEA Hydropower Special Market Report (2021)によれば、2030年までに世界の水力発電設備の20%以上が経年55年以上となり、設備の近代化が必要とされている。サブタスク 2 の成果は、設備更新や再開発プロジェクトの最適化に役立つことが期待される。

調査は、既設水力発電所の性能向上の開発方法に関する調査および「隠れた水力発電」の事例調査より成る。事例の収集は、文献調査やアンケート調査により行った。

実施体制は、日本がサブタスクのコーディネーターを務め、Task 16 メンバーのオーストラリア、EU、スイス、アメリカが協力した。活動期間は2019年3月～2023年12月である。

2 調査方法

2.1 「隠れた水力発電」の定義

Task 16 では、「隠れた水力発電」の一般的な定義を「水力資源量のうち、国の包蔵水力調査等には含まれていない資源量、あるいはより合理的な方法で利用可能な資源量の開発機会」としてしている。具体的には、次のような例が含まれる。

- 既往の包蔵水力データの見直しから生まれる新たなポテンシャル
- 発電設備のないダムや水利施設において利用可能なポテンシャル
- 低落差用機器の開発など技術革新によって新たに利用可能となるポテンシャル
- ダム放流水など既設発電所において利用拡大が可能なポテンシャル

本調査で対象とするのは、「既設発電所の性能向上」に関わる「隠れた水力発電」であり、Task 16 の一般的な定義に加えて、より具体的な要件の設定が必要である。このため、これまで行われてきた既設発電所の性能向上に関わる多数の事例を分析し、従来の開発方法を類型化した上で、「隠れた水力発電」の具体的な要件を求めた。

2.2 既設水力発電所の性能向上の開発方法に関する調査

IEA 水力実施協定の Annex 11 報告書「水力発電設備の更新と増強」(2016)は、世界各国における既設発電所の更新・増強に関する 70 事例を収集し分析している。また、Annex 15 報告書「水力発電設備の保守と増強に関する意思決定」(2021)は、既設発電設備のアセットマネジメントや更新・増強の意思決定の調査において、Annex 11 を含む各国の事例を幅広く収集している。

そこで、本調査では、世界各国の様々な更新・増強の事例をカバーしていると考えられる Annex 11 のデータを基に、従来の既設水力発電所の性能向上に関わる開発方法の類型化を行った。Annex 15 のデータは、次のステップで「隠れた水力発電」の事例収集に用いた。

一般に、既設発電所の「性能」としては、i) 発電出力・電力量に関する性能、ii) 供給の信頼性・柔軟性に関する性能、iii) 環境保全に関する性能、iv) 災害に対する安全性・強靱性に関する性能、などが考えられ、設備の更新・増強の多くはこれらの性能の維持・向上を目的として行われている。

これらのうち、本調査では、「隠れた水力発電」に直接関連すると考えられる i)および ii)を対象とした。

2.3 事例収集の方法

既設水力発電所の性能向上における「隠れた水力発電」の事例収集は、基本的要件 (3.2 参照) を定めた上で、Annex 11 および Annex 15 による収集事例の調査、その他の文献調査、発電所保有者への聞き取り、IEA 水力実施協定のメンバーや協力者などへのアンケート調査などにより行った。収集した事例のデータは、付録 A のような概要表にまとめた。

3 既設水力発電所の性能向上の開発方法

3.1 開発方法の類型化

既設発電所の更新・増強により増出力や増電を図ることは従来から行われてきており、数多くの実施例がある。

Annex 11 は、既設発電所の更新・増強に関する 70 事例を収集しており、幅広い開発機会をカバーしていると考えられる。Annex 11 では、主として更新・増強の誘因、政策的背景、技術に着目して事例の分類や分析を行っているが、ここでは「隠れた水力発電」について考察するために、発電出力・電力量および供給の信頼性・柔軟性に関する性能向上の開発方法に着目して、事例を分類する。70 事例のうち、増出力・増電や性能回復、信頼性・柔軟性の向上を図っているものは 50 事例ある。これらを表 1 に示す。

表 1. Annex 11 で収集された更新・増強プロジェクトの事例

コード ^{*1}	発電所名	国	種別	プロジェクト前 ^{*2}		プロジェクト後		出力増加率(%) ^{*3}
				運開年	出力(MW)	運開年	出力(MW)	
JP01	祝子第二	日本	新設	-	-	2012	0.035	-
JP02	菊鹿	日本	再開発	1956	0.46	2000	0.56	22
JP07	新黒薙第二	日本	新設	-	-	2013	1.9	-
JP08	奥多々良木	日本	更新	1998	1932	2019	1932	0
JP10	新高津尾	日本	再開発	1918	5.8	1999	14.5	150
JP14	城山	日本	更新	1965	250	2010	250	0
JP15	豊実	日本	更新	1929	56.4	2013	61.8	10
JP16	土室川	日本	新設	-	-	1999	0.35	-
JP17	西鬼怒川	日本	更新	1928	1	1999	1.2	20
JP18	南向	日本	更新	1929	24.1	2000	26.7	11
JP19	姫川第二	日本	更新	1935	14.4	2010	14.4	0
JP20	尾口(第1水路)	日本	更新	1938	11.5	2011	12	4
JP21	土居	日本	更新	1938	8	2010	8.2	3
JP22	上椎葉	日本	更新	1955	90	2010	93.2	4
JP23	川原維持流量	日本	新設	-	-	2011	0.15	-
JP24	田子倉	日本	更新	1961	380	2012	400	5
JP26	蔭平	日本	増設	1968	46.5	2010	46.65	0
JP27	新大長谷第一	日本	再開発	1955	4	2001	7.5	88
JP29	犀川	日本	更新	1923	1.7	2003	1.7	0
JP32	新帝釈川	日本	再開発	1924	4.4	2006	11	204
JP34	栲原川第三	日本	更新	1930	2.58	2008	2.8	9
JP36	奥只見・大鳥	日本	増設	1960/63	455	2003	742	63
JP36-2	奥只見維持流量	日本	新設	-	-	2003	2.7	-
JP39	奥清津第二	日本	新設	-	-	1996	600	-
JP41	華川	日本	再開発	1908	0.1	2011	0.13	30
JP44	丸山・新丸山	日本	更新	1954/71	201	2020	222.4	11
JP45	熊川第一	日本	更新	1922	2.4	2015	2.6	8

表 1. (続)

コード*1	発電所名	国	種別	プロジェクト前*2		プロジェクト後		出力増加率(%)*3
				運開年	出力(MW)	運開年	出力(MW)	
NW01	Embretsfoss IV	ノルウェー	再開発	1921	9	2013	52.5	483
NW02	Hemsil II	ノルウェー	更新	1960	82	2006	98	20
NW03	Hemsil III	ノルウェー	新設	-	-	2019	83	-
NW04	Hol 1	ノルウェー	更新	1956	186	2012	220	18
NW05	Hunsfos East/West	ノルウェー	再開発	1926	15.5	2008	27.5*4	77
NW06	Iveland II	ノルウェー	新設	-	-	2016	45	-
NW07	Ranasfoss III	ノルウェー	再開発	1922	54	2016	81	50
NW08	Kongsvinger	ノルウェー	増設	1975	21	2011	43	105
NW09	Rendalen	ノルウェー	増設	1971	92	2013	186	102
FI01	Pirttikoski	フィンランド	更新	1959	110	2010	152	38
FR01	Sisteron	フランス	更新	1975	244	2014	NA	-
US01	Abiquiu	アメリカ	増設	1990	13.8	2012	16.9	22
US02	Boulder Canyon	アメリカ	更新	1910	10	2012	5	▲50
US03	Cheoah	アメリカ	更新	1919/49	144.7	2012	162	12
US04	North Fork	アメリカ	新設	-	-	2013	3.6	-
US05	Fon du Lac	アメリカ	更新	1924	12	2013	12	0
NZ01	Benmore	NZ*5	更新	1965	540	2012	NA	-
NZ02	Waitaki	NZ*5	更新	1934	90	2017	NA	-
SW01	FMHL+	スイス	新設	-	-	2016	240	-
AU01	Poatina	オーストラリア	更新	1965	360	2010	372	3
AU02	Tungatinah	オーストラリア	更新	1955	125	2013	140	12
BR01	Estreito	ブラジル	更新	1969	1050	2012	1050	0
CH01	Gezhouba	中国	更新	1981-88	2715	2022	3213	18

*1 Annex-11 報告書における事例コード (JP36-2 は本調査で設定)

*2 再開発の場合、当該発電所が設備を利用する既設発電所の運開年と出力を記載

*3 更新・増設の場合、(更新・増設後の出力- *2 の出力) / (*2 の出力) で計算

*3 再開発の場合、(当該発電所の出力+ *2 の再開発後の出力- *2 の出力) / (*2 の出力) で計算

*4 既設(Hunsfos West)の再開発後の出力と新設(Hunsfos East)の出力の合計値

*5 NZ=ニュージーランド

これらの事例はまず、既設の水路・発電設備を更新して性能向上を図る開発 (タイプ I) と、既設設備に新たに水路・発電設備を追加する開発 (タイプ II) に分けられる。なお、タイプ II には、既設設備を更新または廃止すると共に、新たに既設設備の一部を利用して発電所を設置する「再開発」も含める。

3.1.1 タイプ I 既設の水路・発電設備の更新

タイプ I に該当するものは 35 事例ある。これらを性能向上の方法によって分類すると、表 2 のようになる。性能向上の方法は、「電気機械設備の更新」「取水量・落差の変更」「土木設備の更新」に大別している。

タイプ I で最も多いのは、「電気機械設備の更新」の、水車・発電機の効率向上のみによる出力の増大で、該当するものは 14 事例ある。水車・発電機の効率向上は、水車型式や台数の見直し、CFD 解析など水車設計技術の高度化による最適設計などにより実現されている。

2番目に多いのは、「取水量・落差の変更」の、河川からの取水量増大と水車・発電機の効率向上による出力の増大で、該当するものは5事例ある。これらは、既設の更新時に河川からの取水量を増大させて増出力を図っている。ノルウェーの3例(NW02、NW04、NW07)と中国のCH01は、発電取水量の増大のための河川流量に十分な余裕があるケースである。また、フィンランドのFI01は、同一水系の他の発電所の運用や河川環境への影響等を考慮した上で、発電取水量を増大させている。

その他の事例として、水車の耐摩耗性や耐キャビテーション性などの耐久性向上(4事例)、周波数制御・系統接続性・調相運転・水車・発電機の可変速化などの機能の付加や強化(5事例)、水車設置高さの変更やダムの嵩上げなどによる落差の増大(2事例)、河川流況の変化で過大となった設備の規模縮小(US02)、老朽化した取水堰の改修による取水停止期間の短縮(JP29)などがある。

表2 タイプI「既設の水路・発電設備の更新」の分類と該当するAnnex 11の事例

分類		具体的な方法	該当する事例	事例数	出力増加率(%)
電気機械設備の更新	出力の増大	水車・発電機の効率向上(取水量・落差の変更なし)	JP15, JP17, JP18, JP20, JP21, JP22, JP24, JP34, JP45, FR01, US03, NZ01, AU01, AU02	14	3-20
	耐久性向上	水車の耐摩耗性向上	JP19, JP45	2	8
		水車の耐キャビテーション性向上	NZ01, BR01	2	-
	新機能の付加	周波数制御機能増強	FI01, AU01	2	3-38
		系統接続性改善	NZ01	1	-
		調相運転機能の付加	BR01	1	-
		既設揚水発電所の水車・発電機の可変速化	JP08	1	0
	その他	経年劣化した水車・発電機の性能の回復	JP14, US05	2	0
		水車・発電機の規模縮小	US02	1	▲50
水車・発電機の補修		NZ02	1	-	
取水量・落差の変更	未利用河川水の利用	取水量の増大と水車・発電機の効率向上	NW02, NW04, NW07, FI01, CH01	5	18-50
	取水位・放水位等の変更	水車設置高さの変更	JP02	1	22
		ダムの嵩上げ	JP44	1	11
土木設備の更新	取水堰の改修	老朽化した取水堰を改修し取水停止期間を短縮	JP29	1	0

3.1.2 タイプII 増設・新設・再開発

タイプIIに該当するものは21事例ある。これらを、未利用ポテンシャルを利用する開発と利用しない開発に分けて分類すると、表3のようになる。なお、ここでは「増設」「新設」「再開発」を次のように定義している。

増設：既設発電所内に新たな水路・発電設備を追加する場合

新設：既設発電所と設備の一部を共有する新たな発電所を建設する場合

再開発：既設発電所を更新または廃止し、既設設備の一部を利用して新たに発電所を建設する場合

タイプIIは、既設発電所の出力や発電量を増大させる上で有効な開発機会である。特に、未利

用ポテンシャルを利用する開発は、タイプⅠの「取水量・落差の変更」による既設の更新よりもさらに機器や設置場所等の選択肢が広がる。表3で最も多いのは、「取水ダムにおける維持放流量等を利用した新規発電所の建設」（6事例）と「既設発電所の廃止と取水量・落差を増大させた新規発電所の建設」（6事例）である。元々は発電利用の対象ではなかった維持放流量等を利用した発電所は、出力が小規模で流量や設置場所の制約も大きいのに対し、既設を廃止して新規発電所を建設する再開発は、出力や発電量の増大を計画しやすいと考えられる。

3番目に多いのは、「未利用河川水と既設設備等を利用した新規発電所の建設」（3事例）で、いずれも新規の発電取水のための河川流量に余裕があり、かつ既設の取水ダムや導水路等を利用している。

未利用ポテンシャルを利用しない開発としては、既設設備を利用した揚水発電所の新設（2事例）、既設一般水力発電所のピーク供給力の増強（JP36）などがある。ノルウェーのNW09は、老朽化した水車・発電機の補修による停止期間の電力供給を確保するために、新規ユニットを増設し、取水量・出力は変えずに2基を交互に運用するという事例である。いずれも、電力供給の信頼性・柔軟性の向上に寄与している。

表1の50事例のほとんどはタイプⅠかタイプⅡのどちらかに分類されるが、JP32のように既設の更新と既設設備を利用した新規発電所の建設を同時に行っている事例もある。

表3. タイプⅡ「増設・新設・再開発」の分類と該当するAnnex 11の事例

分類		具体的な方法	該当する事例	事例数	出力増加率(%)
未利用ポテンシャルを利用する開発	増設・新設	取水ダムにおける維持放流量等を利用する新規発電所の建設	JP01, JP16, JP23, JP26, JP36-2, US04	6	0-4
		未利用河川水と既設設備を利用する新規発電所の建設	JP07, NW03, NW06	3	25-100
		既設発電所の取水量を増大させる増設	NW08, US01	2	22-105
	再開発	既設発電所の更新または廃止と既設設備を利用する新規発電所の建設	JP10, JP27, JP32, JP41, NW01, NW05	6	30-483
未利用ポテンシャルを利用しない開発	増設・新設	既設発電所のピーク供給力増強のための増設	JP36, JP39, SW01	3	60-100
		既設発電所の保守・運用の柔軟性を高めるための増設	NW09	1	102

3.2 「隠れた水力発電」の特定

3.2.1 更新・増強プロジェクトの特徴

3.1で類型化した既設発電所の性能向上に関するAnnex 11の事例の中には、先進的または改善された方法によって出力や発電電力量の増大を達成しているものが見られる。これらは、2.1の「隠れた水力発電」の一般的な定義の要件に合致する。

また、表2の未利用河川水を利用する更新や、表3の未利用ポテンシャルを利用する開発は、既存の包蔵水力データに含まれないポテンシャルを利用した開発と考えられる。

信頼性・柔軟性の向上に関しては、系統安定化機能、ピーク供給力、需給調整力などを強化している事例が見られる。これらは、元来水力発電の重要な機能の一部であるが、近年の不安定再

生可能エネルギー電源の大量導入など電力市場の変化を背景に、より一層重要性が増している。そうした市場ニーズの変化が誘因となって、新規の開発が進んでいると考えられる。

3.2.2 運用の改善による性能向上の重要性

タイプⅠとⅡの開発方法に加えて、既設発電所の運用の改善による性能向上の可能性についても考える必要がある。表2と表3には、運用の改善の事例がいくつか含まれている。例えば、タイプⅠの水車・発電機の規模縮小に分類されているUS02は、河川流況の長期的な変化に対して過大となった設備を適切な規模に縮小して更新することで、設備利用率を向上させる運用を可能にしている。また、タイプⅡの未利用ポテンシャルを利用する増設に分類されているUS01は、既設の発電下限流量以下の流量でも発電可能な新規設備を増設することにより、河川水の総合的な利用率を向上させる運用を可能にしている。そのほか、表2と表3には挙げられていないが、一般的には、取水量・取水位の管理、カスケード貯水池群の最適運用、流域変更による効率的運用などが、出力や発電量を増大させる運用改善の方法として考えられる。運用の改善による性能向上については、集約された事例の情報が少ないことから、事例収集を行う価値は高いと考えられる。

3.2.3 「隠れた水力発電」の基本的要件と開発方法の類型化

2.1の一般的な定義と上記の考察を踏まえ、「隠れた水力発電」の基本的要件を「水資源の有効利用」「先進的または改善された方法」「市場のニーズへの対応」の3つの面から、表4のように設定した。これらの基本的要件を基にすれば、「隠れた水力発電」の事例を体系的に収集しやすくなる。ただし、「先進的または改善された方法」や「市場のニーズ」などの判断には任意性があるため、専門家による議論と検討が必要である。

さらに、表2と表3を基に、運用の改善による性能向上も加え、「隠れた水力発電」の開発方法を表5のように類型化した。

表4. 既設発電所の性能向上における「隠れた水力発電」の基本的要件

「隠れた水力発電」の基本的要件	具体例
A) 既設設備における未利用あるいは見落とされていたポテンシャルを含む水資源の有効利用	<ul style="list-style-type: none"> ダムにおける未利用落差の利用 流域変更による効率的な水利用 発電可能な流量範囲の拡大
B) 発電所性能を最大化するための先進的または改善された方法の導入	<ul style="list-style-type: none"> 電気機械設備の改善 土木設備の改善 発電所の運用の最適化
C) 市場のニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	<ul style="list-style-type: none"> 揚水発電機能の付加や強化 周波数制御機能の強化

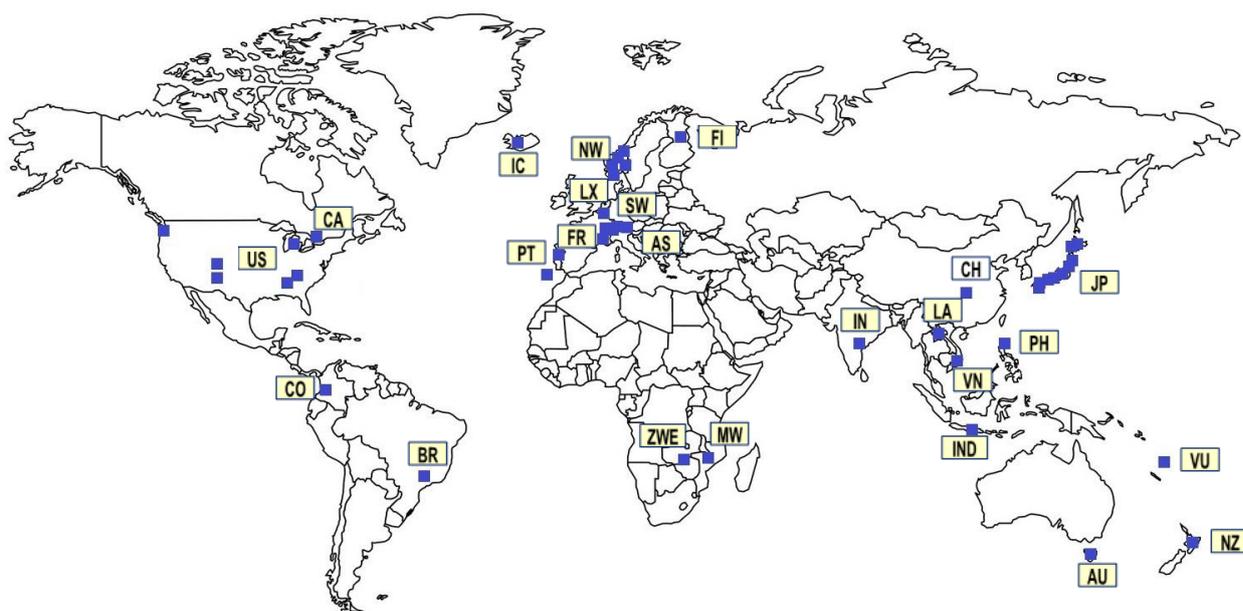
表 5. 既設発電所の性能向上における「隠れた水力発電」の開発方法の類型化

開発方法の類型		「隠れた水力発電」の可能性の例
I 既設の更新		
I-1	取水量・落差を変更しない電気機械設備の更新	<ul style="list-style-type: none"> 先進的または改善された方法による水車・発電機の効率向上 水車・発電機の耐久性向上による停止期間の短縮
I-2	取水量・落差を変更する電気機械設備の更新	<ul style="list-style-type: none"> 未利用落差や未利用河川水の利用
I-3	新たな機能を付加する電気機械設備の更新	<ul style="list-style-type: none"> 信頼性・柔軟性向上に寄与する機能の付加・増強
I-4	土木設備の更新	<ul style="list-style-type: none"> 先進的または改善された方法による取水機能の向上
II 増設・新設・再開発		
II-1	未利用ポテンシャルを利用する開発	<ul style="list-style-type: none"> 未利用河川水の利用 ダムにおける未利用落差、維持放流量等の利用 流域変更による水資源の有効利用
II-2	未利用ポテンシャルを利用しない開発	<ul style="list-style-type: none"> ピーク供給力の増強 揚水発電所の増強
III 運用の改善		
III-1	電気機械設備の最適運用	<ul style="list-style-type: none"> 水車・発電機の発電可能流量範囲の拡大
III-2	貯水池・発電所の最適運用	<ul style="list-style-type: none"> 先進的または改善された方法による発電所運用効率の向上 流域変更による発電所群の最適運用

4 「隠れた水力発電」の事例

4.1 事例の概要

表4の基本的要件に基づき、「隠れた水力発電」の開発事例として、Annex 11、Annex 15、およびその他の文献等から合計113事例を収集した。収集した事例の世界地図上の分布を図1に、各事例の概要を表6(a)~(c)に示す。なお、ダムにおける維持放流量等を利用した発電の事例が特に多かったため、これらを表6(c)にまとめている。



Code	国	N	Code	国	N	Code	国	N	Code	国	N
AS	オーストリア	1	AU	オーストラリア	2	BR	ブラジル	1	CA	カナダ	1
CH	中国	1	CO	コロンビア	1	FI	フィンランド	1	FR	フランス	2
IC	アイスランド	2	IN	インド	1	IND	インドネシア	1	JP	日本	65
LA	ラオス	1	LX	ルクセンブルク	1	MW	マラウイ	1	NW	ノルウェー	9
NZ	ニュージーランド	1	PH	フィリピン	1	PT	ポルトガル	4	SW	スイス	6
US	アメリカ	6	VN	ベトナム	1	VU	バヌアツ	1	ZWE	ジンバブエ	1

N: 事例数

図1. 収集した事例の世界地図上の分布

表 6(a). 「隠れた水力発電」の開発事例
(Annex 11 の収集事例より選定、ダムの維持放流量等を利用した発電を除く)

コード ^{*1}	発電所名	国	種別	プロジェクト後		開発類型 ^{*2}	HH 要件 ^{*3}
				運開年	出力(MW)		
JP02	菊鹿	日本	再開発	2000	0.56	I-2	A
JP07	新黒薙第二	日本	新設	2013	1.9	II-1	A
JP08	奥多々良木	日本	更新	2019	1932	I-3	C
JP10	新高津尾	日本	再開発	1999	14.5	II-1	A
JP19	姫川第二	日本	更新	2010	14.4	I-1	B
JP24	田子倉	日本	更新	2012	400	I-1	B
JP27	新大長谷第一	日本	再開発	2001	7.5	II-1	A
JP29	犀川	日本	更新	2003	1.7	I-4	B
JP32	新帝釈川	日本	再開発	2006	11	II-1	A
JP36	奥只見・大島	日本	増設	2003	742	II-2	C
JP39	奥清津第二	日本	新設	1996	600	II-2	C
JP41	華川	日本	再開発	2011	0.13	II-1	A
NW01	Embretsfoss IV	ノルウェー	再開発	2013	52.5	II-1	A
NW02	Hemsil II	ノルウェー	更新	2006	98	I-2	A
NW03	Hemsil III	ノルウェー	新設	2019	83	II-1	A
NW04	Hol 1	ノルウェー	更新	2012	220	I-2	A
NW05	Hunsfos East	ノルウェー	再開発	2008	15	II-1	A
NW06	Iveland II	ノルウェー	新設	2016	45	II-1	A
NW07	Ranasfoss III	ノルウェー	再開発	2016	81	II-1	A
NW08	Kongsvinger	ノルウェー	増設	2011	43	II-1	A
FI01	Pirttikoski	フィンランド	更新	2010	152	I-2, I-3, III-2	A, C
FR01	Sisteron	フランス	更新	2014	256	I-1, III-1	B
SW01	FMHL+	スイス	新設	2016	240	II-2	C
US01	Abiquiu	アメリカ	増設	2012	16.9	II-1, III-1	A, B
US02	Boulder Canyon	アメリカ	更新	2012	5	I-2, III-1	B
US03	Cheoah	アメリカ	更新	2012	162	I-1	B
AU01	Poatina	オーストラリア	更新	2010	372	I-3	C
BR01	Estreito	ブラジル	更新	2012	1050	I-1, I-3	B, C
CH01	Gezhouba	中国	更新	2022	3213	I-2	A

*1 Annex 11 報告書における事例コード

*2 表 5 参照

*3 表 4 参照 (HH: Hidden Hydro)

表 6(b). 「隠れた水力発電」の開発事例

(Annex 15 の収集事例および文献調査より選定、ダムの維持放流量等を利用した発電を除く)

コード*1	発電所名	国	種別	プロジェクト後		開発類型*2	HH 要件*3
				運開年	出力(MW)		
JP101	大井川	日本	更新	2013	68.2	I-4, III-2	B
JP102	川平第二	日本	新設	2006	0.12	II-1, III-1	A, B
JP103	ユコマンベツ	日本	新設	2014	0.69	II-1	A
JP104	このき谷	日本	新設	2016	0.2	II-1	A
JP105	北ノ又第三	日本	新設	2010	0.06	II-1	A
JP106	奥裾花第二	日本	新設	2017	0.98	II-1	A
JP107	新岩松	日本	再開発	2016	16	II-1	A
JP108	下山	日本	更新	2005	3.6	I-2, III-1	B
JP109	新甲佐	日本	再開発	2019	7.2	II-1	A
JP110	湯ヶ島	日本	更新	2012	2	I-2	A
JP111	境川	日本	運用	2019	24.2	I-4, III-2	A, B
JP112	朱鞠内	日本	新設	2013	0.88	II-1, III-2	A, B
JP113	白田川	日本	運用	2016	3.1	III-2	B
JP114	中里	日本	運用	2010	0.85	III-2	B
JP115	第二上野尻	日本	新設	2002	13.5	II-1	A, B
JP116	中津川第二	日本	増設	2002	1.8	II-1	A
JP117	湯川	日本	再開発	1997	17.4	II-1	A
JP118	第二藪神	日本	新設	2016	4.5	II-1	A
JP119	安曇	日本	更新	1999	623	I-4, III-2	A, B
JP120	黒部川水系発電所	日本	運用	2019-	-	III-2	A, B
JP121	秋葉第三	日本	新設	1991	45.3	II-1	A
JP122	東町	日本	運用	2019-	32.8	III-2	A, B
AU102	Tods Corner	オーストラリア	新設	1966	1.7	II-1	A
NZ101	Whakamaru	ニュージーランド	更新	2017	127.2	I-2	C
PT101	Madeira/Socorridos	ポルトガル	再開発	2007	24	II-2	A, C
PT102	Salamonde II	ポルトガル	新設	2015	224	II-2	C
PT103	Frades II	ポルトガル	新設	2017	780	II-2	C
PT104	Valeira	ポルトガル	運用	NA	246	III-1	A, B
AS101	Obervermuntwerk II	オーストリア	新設	2018	360	II-2	C
IC101	Burfell	アイスランド	更新	1999	270	II-1	A
IC102	Burfell II	アイスランド	新設	2018	100	II-1	A
LX101	Vianden	ルクセンブルグ	増設	2014	1290	II-2	C
FR101	La Centrale de Mathay	フランス	増設	2019	1.5	II-1	A
SW101	Profray	スイス	更新	2007	0.38	I-2, III-1	B
SW102	Schils	スイス	再開発	2021	13.5	II-1	A
SW103	Milan	スイス	増設	2023	4.2	II-1, III-1	A, B
SW104	Glarey	スイス	増設	2023	2.2	II-1	A
SW105	Farettes	スイス	増設	2016	22.5	II-1	A
CA101	London Street	カナダ	増設	2016	6	II-1	A
US101	Ludington	アメリカ	更新	2020	2172	I-2	C
US102	Alabama (3plants)	アメリカ	更新	2014	503	I-1	B
CO101	Salvajina	コロンビア	更新	2012	125	I-2	A
LA101	Nam Ngum1	ラオス	増設	2017	195	II-2	C
PH101	Maris Main Canal 1	フィリピン	新設	2017	8.5	II-1	A
VN101	Thac Mo	ベトナム	増設	2014	225	II-1	A
IN101	Srisailam Left Bank	インド	新設	2003	990	II-2	C
MW101	Tedzani IV	マラウイ	新設	2021	19	II-1	A
VU101	Sarakata River	バヌアツ	増設	2009	0.6	II-1	A
ZWE101	Kariba South	ジンバブエ	増設	2018	1050	II-1	A

*1 本調査で設定した事例コード *2 表 5 参照 *3 表 4 参照 (HH: Hidden Hydro)

表 6(c). 「隠れた水力発電」の開発事例

(ダムの維持放流量等を利用した発電に関わる事例、Annex 11、Annex 15、文献調査より選定)

コード ^{*1}	発電所名	国	種別	プロジェクト後		開発類型 ^{*2}	HH 要件 ^{*3}
				運開年	出力(MW)		
JP01	祝子第二	日本	新設	2012	0.035	II-1	A
JP16	土室川	日本	新設	1999	0.35	II-1	A
JP23	川原維持流量	日本	新設	2011	0.15	II-1	A
JP26	蔭平(2号機)	日本	増設	2010	0.15	II-1	A
JP36-2	奥只見維持流量	日本	新設	2003	2.7	II-1	A
JP201	出し平	日本	新設	2014	0.52	II-1	A
JP202	胆沢第四	日本	新設	2012	0.17	II-1	A
JP203	新利南	日本	新設	2011	1.00	II-1	A
JP204	飯野	日本	新設	2014	0.23	II-1	A
JP205	新串原	日本	新設	2015	0.23	II-1	A
JP206	大桑野尻	日本	新設	2011	0.48	II-1	A
JP207	くったり	日本	新設	2015	0.47	II-1	A
JP208	道志ダム	日本	新設	2006	0.05	II-1	A
JP209	東第二	日本	新設	2006	0.23	II-1	A
JP210	小網	日本	新設	2007	0.13	II-1	A
JP211	高遠さくら	日本	新設	2017	0.20	II-1	A
JP212	相原	日本	新設	2014	0.08	II-1	A
JP213	秋葉第三(小水車)	日本	新設	1991	1.60	II-1	A
JP214	真名川ダム	日本	新設	2003	0.49	II-1	A
JP215	胆沢第三	日本	新設	2014	1.50	II-1	A
JP216	稲核	日本	新設	1999	0.51	II-1	A
JP217	葛野川マイクロ水力	日本	新設	2014	0.16	II-1	A
JP218	綾戸	日本	新設	1998	0.67	II-1	A
JP219	虎王	日本	新設	2011	0.27	II-1	A
JP220	京極名水の郷	日本	新設	2016	0.41	II-1	A
JP221	秋神	日本	新設	2016	0.29	II-1	A
JP222	さこれ	日本	新設	2018	0.385	II-1	A
JP223	東河内	日本	新設	2001	0.17	II-1	A
JP224	新奥泉	日本	新設	2018	0.32	II-1	A
JP225	一ツ瀬維持流量	日本	新設	2013	0.33	II-1	A
JP226	上椎葉維持流量	日本	新設	2013	0.33	II-1	A
US04	North Fork	アメリカ	新設	2013	3.6	II-1	A
NW201	Hegsetdammen kraftverk	ノルウェー	新設	2010	0.23	II-1	A
PT201	Castelo do Bode	ポルトガル	運用 ^{*4}	2020-	54	III-2	A, B
IDN201	Wonorejo Dam	インドネシア	新設	2002	0.2	II-1	A

*1 JP01-JP26 は Annex 11 報告書における事例コード。その他は本調査で設定した事例コード

*2 表 5 参照

*3 表 4 参照 (HH: Hidden Hydro)

*4 既設発電設備と放流管による環境放流

地域別では、アジアが 71 件 (内日本 65 件)、欧州が 27 件、北米が 7 件、オセアニアが 4 件、その他 4 件である (図 2)。

開発方法の類型別では、タイプ I が 26 件、タイプ II が 83 件、タイプ III が 18 件で、タイプ II が最も多く、特に維持放流量などの未利用ポテンシャルを利用する開発が多い (図 3)。

「隠れた水力発電」の基本的要件別では、A が 88 件、B が 24 件、C が 16 件で、A が最も多い (図 4)。

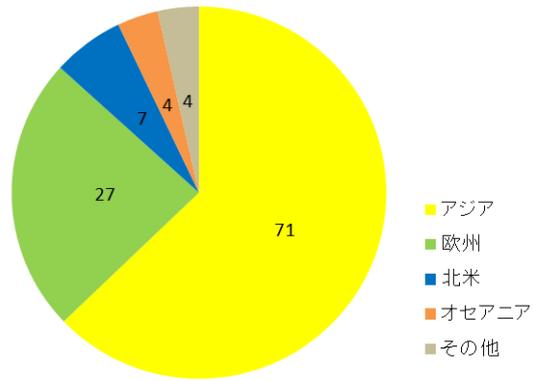


図 2. 収集した事例の地域別の内訳

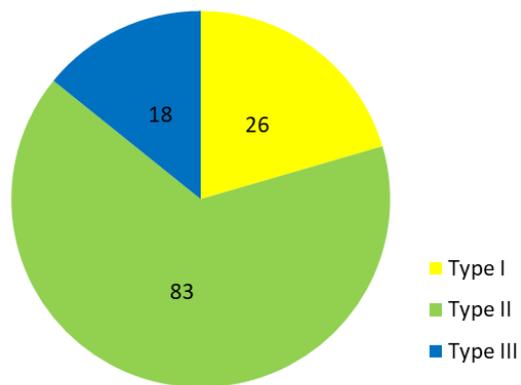


図 3. 収集した事例の開発類型（表 5）別の内訳

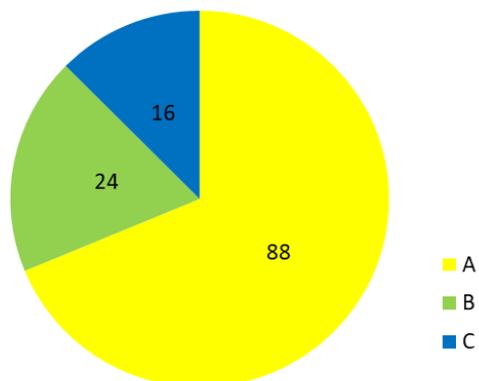


図 4. 収集した事例の「隠れた水力発電」の基本的要件（表 4）別の内訳

4.2 「隠れた水力発電」の特徴

4.2.1 タイプI 既設の更新

タイプIの開発類型における「隠れた水力発電」の特徴と該当する事例を表7に示す。

表7. タイプIの開発類型における「隠れた水力発電」の特徴と該当する事例

開発類型		特徴	該当する事例	事例数	出力増加率(%)
I-1	取水量・落差を変更しない電気機械設備の更新	水車・発電機の耐久性向上による停止期間の短縮	JP19, BR01	2	0
		既存ケーシングの流用と機器の小型化によるコスト低減と停止期間の短縮	JP24	1	5
		独自の水車給気システムによる部分負荷効率の改善	FR01	1	5
		水車・発電機の効率向上による発電電力量の増大	US03, US102	2	0-12
I-2	取水量・落差を変更する電気機械設備の更新	未利用河川水の利用による発電設備の増強	NW02, NW04, FI01, CH01, CO101	5	11-38
		未利用既設調整池の利用による発電設備の増強	JP110	1	25
		水車設置高さの変更による落差の増大	JP02	1	22
		最大使用水量の増大によるピーク供給力の増強	NZ101	1	19
		揚水発電所の最大使用水量の増大によるピーク供給力の増強	US101	1	8
I-3	新たな機能を付加する電気機械設備の更新	周波数制御機能の増強による柔軟性向上	FI01, AU01	2	3-38
		調相運転機能の付加による柔軟性向上	BR01	1	-
		揚水発電所における水車・発電機の可変速化	JP08	1	-
I-4	土木設備の更新	老朽化した取水堰の改修による出水後の取水停止期間の短縮	JP29	1	0
		複数の河川から取水する導水路の改良による通水能力の改善	JP101	1	0
		流域変更による既設発電所の増出力・増電	JP111, JP119	2	0

「I-1 取水量・落差を変更しない電気機械設備の更新」は、従来から数多くの実施例があり、高性能の水車・発電機への更新はよく知られている方法である。CFD解析による高性能水車の設計技術なども、2000年頃以降の更新では一般的に行われるようになってきている。そうした中で、「隠れた水力発電」の要素を持つ事例として、水車の耐摩耗性や耐キャビテーション性の向上による停止期間の短縮、既存部品の流用と更新機器の小型化によるコスト低減と高性能化、独自の水車給気システムによる部分負荷効率の向上と運転範囲の拡大が挙げられる。これらは、従来の方法を改善し、更新による性能向上の効果をより一層高めるといった特長がある。

なお、この類型で「落差を変更しない」とは、取水口、放水口、水車・発電機それぞれの設置高さを変更しないという意味である。

「I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新」では、未利用の河川水等の「隠れた水力発電」を利用して取水量・出力を増大させた事例が最も多い。最大使用水量の増大によるピーク供給力の増強（一般水力と揚水発電）は、電力供給の信頼性・柔軟性の向上に寄与している。CO101は、水車の設計余力を活用して発電機のみを更新により取水量・出力を増大させた事例である。

また、US02 と JP108 は、更新で水車・発電機の規模を縮小することにより、設備利用率を向上させた事例である。

「I-3 新たな機能を付加する電気機械設備の更新」では、周波数制御、調相運転、揚水発電の可変速運転などの機能を強化あるいは付加した事例があり、いずれも電力供給の信頼性・柔軟性の向上に寄与している。これらの機能の強化は、今後の不安定再生可能エネルギー電源の大量導入に伴い、ますます重要になると考えられる。

なお、BR01 の調相運転機能とは、フランス水車のドラフトチューブに加圧空気系を設置して水位を下げ、同期調相機として運転する機能である。

「I-4 土木設備の更新」では、老朽化で出水時に流失しやすい蛇籠式堰堤の改修による停止期間の短縮、流れ込み式発電所の導水路の改造による通水能力の改善の事例があり、いずれも発電量の増大に寄与している。

4.2.2 タイプ II 増設・新設・再開発

タイプ II の開発類型における「隠れた水力発電」の特徴と該当する事例を表 8 に示す。

表 8. タイプ II の開発類型における「隠れた水力発電」の特徴と該当する事例

開発類型		特徴	該当する事例	事例数	出力増加率(%)
II-1	未利用ポテンシャルを利用する開発	ダムにおける維持放流量等を利用した発電設備の増設・新設	表-6 (c)のうち、運用の PT201 を除く	34	-
		未利用河川水を利用した発電設備の増設・新設	JP07, NW03, NW08, US01, JP102, JP115, VN101, VU101, IC101, IC102, CA101, SW102, SW103, SW104, SW105	15	22-236
		ダムにおける溢水量等を利用した発電設備の増設・新設	NW06, JP106, JP118, JP121, ZWE101, MW101	6	40
		ダムにおける灌漑放流水を利用した発電設備の新設	JP112	1	-
		既設水路、溪流取水設備、魚道等における未利用落差を利用した発電設備の増設・新設	JP103, JP104, JP105, AU102, FR101	5	50
		既設発電所の逆調整池における未利用落差を利用した発電設備の新設	JP116, PH101	2	-
		未利用河川水と既設設備を利用した再開発による増出力	JP10, JP27, JP41, NW01, NW05, NW07, JP107, JP109, JP117	9	27-483
		ダムの未利用落差と既設設備を利用した再開発による増出力	JP32	1	205
II-2	未利用ポテンシャルを利用しない開発	既設揚水発電所の増設または既設設備を利用した新設	JP39, SW01, PT102, PT103, AS101, IN101, LX101	7	18
		既設大規模貯水池を利用した増設によるピーク供給力の増強	JP36, LA101	2	26-63
		島嶼部の多目的用水発電所における貯水池新設と揚水機能付加	PT101	1	50

「II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発」では、河川、ダム、放流水、水路などから様々な形で未利用ポテンシャルを利用している事例が見られる。

未利用河川水を利用した発電設備の増設・新設は、形式的には従来からよく知られている方法ではあるものの、「隠れた水力発電」の基本的要件 A に基づいて選定した。特に、US01 や JP102 のように、既設設備の発電下限流量以下の河川水を利用する新設は、タイプ III の「隠れた水力発電」の要素もある。

未利用ポテンシャルの利用で最も多いのは、ダムにおける維持放流量等の利用である。維持流量発電については、付録 B に設備の概要、技術の特徴、開発の課題等について取りまとめている。多くの設備が出力 1MW 以下と小規模で、ダム直下に設置するため地形的制約が大きいことなどが特徴であり、様々なタイプの水車・発電機や工法が採用されている。

その他、ダムにおける溢水量や灌漑放流水、既設導水路や溪流取水設備等の未利用落差、既設逆調整池における未利用落差などを利用した開発がある。規模や立地条件などにより、増設、新設、再開発などの形で開発が行われている。

JP32 は、老朽化したダムの補強に併せて既設発電所の未利用落差を利用可能にした再開発で、既設発電所は規模を縮小するが、新設発電所との合計で 204% の増出力を実現した事例である。

「II-2 未利用ポテンシャルを利用しない開発」では、既設揚水発電所の増設または既設設備を利用した新設が最も多く、欧州の事例は 2010 年以降のプロジェクトであり、近年の電力市場のニーズに対応する開発と考えられる。

PT101 はポルトガル領マデイラ島の多目的用水を利用した発電所に揚水設備を増設したプロジェクトであり、島嶼部の限られた水資源を活用して電力需要に対応している事例である。

4.2.3 タイプ III 運用の改善

タイプ III の開発類型における「隠れた水力発電」の特徴と該当する事例を表 9 に示す。

「III-1 電気機械設備の最適運用」では、水車・発電機の発電下限流量を引き下げる運用、および流況に対して水車・発電機を適正な規模に縮小して設備利用率を高める運用がある。PT104 は、ポルトガルの EDP と GE が共同で水車ランナのリスク評価に基づき発電下限流量を引き下げる運用を安全に行う方法を開発し、既設地点で実証した事例である。水車・発電機の規模を縮小した US02、JP108、SW101 は、表 7 の I-2 でも取り上げている。

「III-2 貯水池・発電所の最適運用」では、流域変更による既設発電所の増出力・増電として、同一水系の発電所群で電水比の高い発電所に流域変更で導水することにより全体の発電量を増加させた事例 (JP111、JP119)、および灌漑用水施設に揚水機能と発電機能を有するポンプ逆転水車発電設備を設置して非灌漑期に河川水を揚水し、既設発電所の使用水量を増大させて全体の発電量を増加させた事例 (JP112) がある。

取水量管理の最適化では、出水時の取水停止・再開の自動制御により取水停止期間の短縮を図った事例 (JP113)、および取水量を許可範囲内に制御するシステムの高度化により取水堰からの溢水量の減少を図った事例 (JP114) があり、いずれも発電量の増大に寄与している。

カスケード発電所群の運用を考慮した計画的な更新・増強は、フィンランドの Kemijoki 川における 6 発電所の更新・増強を、各発電所の運用の相互関係等を考慮して、1996 年～2011 年にかけて段階的に行い、発電所群全体の運用効率の改善を図ったもので、FI01 はその一環として行わ

れたプロジェクトである。

ダム流入量予測の高度化による発電所の最適運用では、気象観測・予測技術、積雪・融雪モデル、最適化計算手法等の組合せにより、ダム流入量予測の高度化と発電所運用の最適化を図った事例（JP120）、および人工知能を利用した出水時のダム流入量の予測精度向上により、ダムからの無駄な放流を減らして早期に貯水量を回復する運用を可能にした事例（JP122）がある。これらの技術は、今後他の多くの地点への適用が期待される。

表 9. タイプ III の開発類型における「隠れた水力発電」の特徴と該当する事例

開発類型		特徴	該当する事例	事例数
III-1	電気機械設備の最適運用	水車・発電機の発電可能流量範囲の拡大	FR01, US01, JP102, PT104, SW103	5
		水車・発電機の規模縮小による設備利用率の向上	US02, JP108, SW101	3
III-2	貯水池・発電所の最適運用	流域変更による既設発電所の効率的運用	JP111, JP112, JP119, AU101	4
		取水量管理の最適化	JP113, JP114	2
		複数の河川から取水する導水路の改良による発電所運用の効率化	JP101	1
		既設発電設備を利用したダム環境放流の最適運用	PT201	1
		カスケード発電所群の運用を考慮した計画的な更新・増強	FI01	1
		ダム流入量予測の高度化による発電所の最適運用	JP120, JP122	2

4.2.4 「隠れた水力発電」の開発による性能向上

表 7～9 に示したように、「隠れた水力発電」の開発は、出力や発電電力量の増大、設備の耐久性の向上、供給の信頼性・柔軟性の向上、発電所・貯水池の運用の最適化など、既設の水力発電所の性能向上に幅広く貢献している。

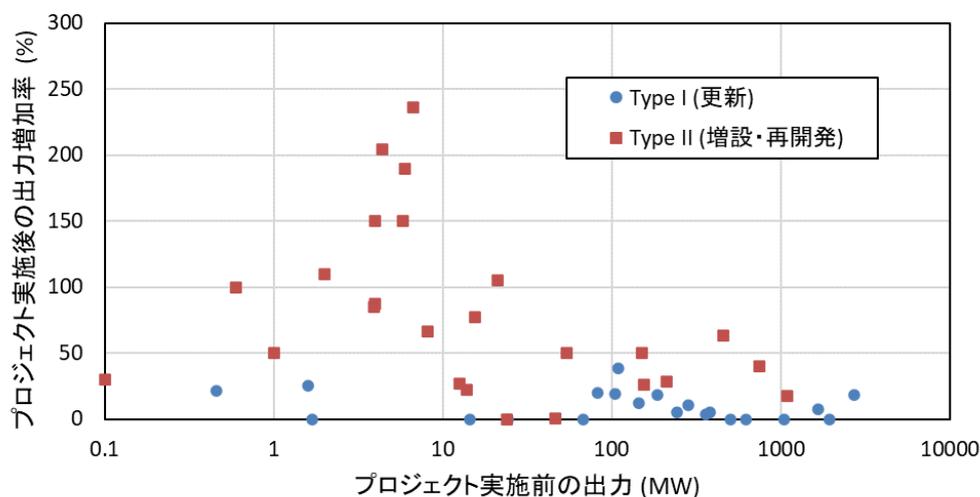


図 5. タイプ I と II の事例における出力増加率

定量的な性能向上の一例として、タイプ I と II の事例における出力増加率を図 5 に示す。出力増加率は、(プロジェクトの実施による増出力) / (プロジェクト実施前の定格出力) として計算している。図 5 から、開発方法の選択肢が多いタイプ II の方が、タイプ I よりも出力増加率が大きく、特に出力 10MW 以下の小規模水力発電所で顕著であることが分かる。なお、同図には、設備利用率の向上を目的として水車・発電機の規模を縮小したタイプ I の 3 事例は含まれていない。

4.3 「隠れた水力発電」の開発の課題と解決策

一般的に、水力開発においては技術、経済性、環境、法規制等に関わる課題があり、「隠れた水力発電」の開発においても同様である。収集した事例から、これらの課題の解決策の具体例を表 10~12 にまとめた。

4.3.1 技術に関する課題と解決策

技術に関する課題の解決策は、表 10 に示すように、「隠れた水力発電」の開発に活かされている設備の性能向上・改善に関する技術と、土木設備の設計・施工に関する技術に大別される。

表 10. 収集事例に見られる技術に関する課題の解決策

技術に関する課題の解決策		該当する事例
設備の性能向上・改善	水車の高効率化、耐久性向上	JP19, BR01, FR01, etc.
	新型水車の導入	JP102, JP115, FR101, etc.
	揚水機能の付加	AS101
	水車・発電機の可変速化	JP08
	水車・発電機のデータ監視システム	PT104
	取水制御の自動化	JP113, JP114
	ダム流入量予測精度の向上	JP120, JP122
	SR 合成起伏堰の導入 高経年化ダムの補強と機能向上	JP29 JP32
土木設備の施工	工事による既設発電所の運転への影響対策	NW01, JP109, SW01, PT102
	工事中の河川流量の制御	NW05, NW08
	トンネル・地下空洞の掘削	JP27, JP39
	地形・地盤等の制約下での施工	JP103, VU101, SW104, etc.
	堤体穴開け工	JP121, JP36, LA101

設備の性能に関する技術的課題は、基本的には技術の改善や革新によって解決されており、その多くは「隠れた水力発電」の基本的要件 B「先進的または改善された方法」に該当するものである。電気機械設備では、水車の効率や耐久性の向上 (JP19, BR01, FR01 等)、新型水車の導入 (JP102, JP115, FR101 等)、揚水機能の付加 (AS101)、水車・発電機の可変速化 (JP08)、水車・発電機運転範囲拡大のためのデータ監視システム (PT104)、取水制御の自動化 (JP113, JP114)、

ダム流入量の予測精度向上による運用計画の改善（JP120, JP122）などが挙げられる。また、土木設備では、SR 合成起伏堰の導入（JP29）、高経年化ダムの構造補強と洪水処理能力の向上（JP32）などが挙げられる。これらの性能向上・改善に関わる要素技術として、水車や水路の流れの CFD 解析や模型実験、デジタル技術による機器のモニタリングと制御、気象観測・予測システム、ダム流入量の予測手法などが活用されており、今後要素技術のさらなる発展が期待される。

土木設備の設計・施工に関する課題は、多様な立地条件における増設・新設・再開発を行うタイプ II の事例に多く見られる。具体的には、工事による既設発電所の運転への影響対策（NW01, JP109, SW01, PT102 等）、工事中の河川流量の制御（NW05, NW08）、トンネルや地下空洞の掘削技術（JP27, JP39）、地形や地盤の制約が厳しい地点における施工技術（JP103, VU101, SW104 等）、ダム堤体の穴開け工（JP121, JP36, LA101）などが挙げられる。これらの設計・施工においては、安全性、経済性、環境影響などを考慮した最適化が重要になる。

なお、既設のダム・発電所を利用する維持流量発電の技術的課題については、付録 B で分析している。主な課題として、コスト削減のための設備の簡素化や既設設備の活用、ダム直下など地形の制約が厳しい地点における設計・施工などが挙げられる。

4.3.2 経済性に関する課題と解決策

プロジェクトの経済性を高めるために、開発コストの低減、工事規模の最小化、工期の短縮、運用開始後の維持管理の効率化等が主な課題となる。これらの課題の解決策は、表 11 に示すように、技術的な方法と政策による支援に大別される。

技術的な方法には、既設設備の活用および技術の改善・革新がある。具体的には、既設の取水設備、導水路、水圧鉄管等の活用（JP02, JP07, JP27, JP41）、機器の耐久性向上による点検頻度の減少（JP19）、更新オプションの最適化（JP24）、機器の小型化による設備利用率の向上（JP115）などが挙げられる。

既設設備については、健全性を評価した上で最大限活用することにより、工事規模を縮小することが可能である。機器の耐久性向上では、水車や水路の流れの CFD 解析や模型実験・現地試験が行われる場合が多いが、今後の計算機性能や CFD 解析技術の進歩に伴い、実験や試験を減らすことができればコスト低減につながる。

多数の代替案が検討される初期の設計段階で費用対効果の最大化を図ることも、コスト低減に大きく貢献する。収集した事例ではないが、スイスの RENOVHydro プロジェクトは、EPFL により開発された水力発電所全体の数値シミュレーションモデルを用いて、最も費用対効果の高い設計の代替案を検討する手法の実証を行っている(Landry, C. et al., 2018)。

政策による支援としては、補助金、電力証書、RPS (Renewables Portfolio Standard)、FIT (Feed-in-Tariff) などがある。アメリカの 4 例 (US01-US04) は、アメリカ再生・再投資法 (The American Recovery & Reinvestment Act of 2009) に基づきエネルギー省の資金援助を受けている。日本の 6 例 (JP02, JP07, JP32, JP41, JP102, JP121) は、中小規模の水力開発を支援する国の資金援助を受けている。ノルウェーの 3 例 (NW01, NW03, NW07) は、ノルウェー・スウェーデン電力証書市場を利用している。また、日本の維持流量発電では、2012 年から導入された FIT を利用している例が多い。

表 11 収集事例に見られる経済性に関する課題の解決策

経済性に関する課題の解決策		該当する事例
技術的方法	既設設備の活用	JP02, JP07, JP27, JP41
	機器の耐久性向上による補修頻度の減少	JP19
	工法の最適化	JP24
	小型化による設備利用率向上	JP115
政策による支援	建設資金の補助	US01-04, JP02, JP07, JP32, JP41, JP102, JP121
	電力証書	NW01, NW03, NW07
	FIT、RPS	JP01, JP102, JP104-106, JP203, JP207, JP209-212, etc.

4.3.3 環境に関する課題と解決策

水力開発による環境への影響は、一般的には流況、水質、貯水池の堆砂、陸域・水域の生態系などの自然環境への影響や、利水、景観、開発地域住民の生活などの社会環境への影響が含まれる。既設発電所の更新や再開発においては、追加的なこれらの環境影響を評価し最小化することが求められる。多くの場合、追加的な環境影響は新規開発に比べて小さいため、「隠れた水力発電」の開発の大きな障害とはならない。

表 12 に示すように、収集した事例では、河川維持流量や環境流量の放流 (NW03, JP117, JP121, SW104)、魚類の回遊や生息環境の保全 (JP10, NW01, US01, US04, SW102)、鳥類の保全 (JP36, JP107, JP116)、景観の保全 (JP32, NW01, JP117, SW105) などの環境影響の軽減策が多く見られる。多様な環境問題に対してこれまでに有効な軽減策が開発・実証されているが、US04 のように高さ 72m のダムの直下で遡上する魚類を捕集して上流へ移送する革新的な技術開発を行った例もある。なお、環境に関わる協議プロセスの合理化 (JP111, SW103) は、開発の遅れを避けるために必要となる場合がある。これは、環境以外の利水や土地利用等の規制に関わる協議についても同様である。

表 12. 収集事例に見られる環境に関する課題の解決策

環境に関する課題の解決策		該当する事例
自然環境	河川維持流量の放流	NW03, JP117, JP121, SW104
	魚類の移動・生息環境の保全	JP10, NW01, US01, SW102
	鳥類の保全	JP36, JP107, JP116
社会環境	景観の保全	JP32, NW01, JP117, SW105
	協議プロセスの合理化	JP111, SW103

5 まとめと結論

本調査では、既設の水力発電所における未利用ポテンシャルの利用や先進的な方法によって、出力・発電量の増大や柔軟性・信頼性の向上を図る方法を「隠れた未開発ポテンシャルの開発機会」（隠れた水力発電）と定義し、世界の多様な 113 事例を収集した。

既設の水力発電所の「隠れた水力発電」は、特に、水力開発が進み新規開発の適地が少なくなった国において、新規開発に代わり環境負荷が小さく経済効率の良い水力開発として重要である。本調査では、プロジェクトのタイプと隠れた水力発電の要件によって性能向上の方法を体系的に分類し、今後の効率的な開発に役立つデータと知見を整理した。知見の概要は「要旨」に示した通りである。また、事例の詳細な情報は、付録 A と付録 B から得ることができる。

隠れた水力発電の開発には、技術や経済性の課題がある。これらを解決し、より効率的に開発を行うために、今後も技術革新と政策による支援が重要である。

6 参考文献

- 1) IEA Technology Collaboration Programme on Hydropower, Annex XVI Hidden Hydro Opportunities, www.ieahydro.org/work-programme/annex-xvi-hidden-hydro.
- 2) IEA Technology Collaboration Programme on Hydropower (2016), Renewal & Upgrading of Hydropower Plants, Annex XI Summary Report.
- 3) IEA Technology Collaboration Programme on Hydropower (2021), Maintenance Works and Decision-making for Hydropower Facilities, Annex XV Report.
- 4) IEA (2021), Hydropower Special Market Report, Analysis and forecast to 2030.
- 5) Landry, C. et al. (2018), Renovation of hydraulic power plant: how to select the best technical options? Hydro 2018, Gdansk, Poland.

付録 A 事例データの概要

既設水力発電所の「隠れた水力発電」の事例データの概要は、プロジェクトの基本情報、プロジェクトによる性能の向上、開発における主な課題、「隠れた水力発電」としての特徴について、プロジェクトごとに表にまとめている。ただし、ダムの維持放流量等を利用した発電については、本資料ではなく付録 B にまとめている。

用語の定義と解説

プロジェクトの種別

「更新」とは、既設発電所の改修、更新・増強、建て替え、改造等を含む。

「増設」とは、既設発電所への新たな発電設備や水路等の設置と定義する。

「新設」とは、既設発電所と設備の一部を共有する新たな発電所の建設と定義する。

「再開発」とは、既設発電所を更新または廃止し、設備の一部を利用して新しい発電所を建設するプロジェクトを含む。

「運用の変更」とは、既設発電所の発電設備や貯水池の運用の改善等を含む。

開発方法の類型

I 既設の更新	
I-1	取水量・落差を変更しない電気機械設備の更新
I-2	取水量・落差を変更する電気機械設備の更新
I-3	新たな機能を付加する電気機械設備の更新
I-4	土木設備の更新
II 増設・新設・再開発	
II-1	未利用ポテンシャルを利用する開発
II-2	未利用ポテンシャルを利用しない開発
III 運用の改善	
III-1	電気機械設備の最適運用
III-2	貯水池・発電所の最適運用

「隠れた水力発電」の要件

A	既設設備における未利用あるいは見落とされていたポテンシャルを含む水資源の有効利用
B	発電所性能を最大化するための先進的または改善された方法の導入
C	市場のニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上

事例一覧

コード	発電所名	国	プロジェクトの種別	頁
CH01	Gezhouba	中国	更新	A.4
IN101	Srisaïlam Left Bank	インド	新設	A.6
JP02	菊鹿	日本	再開発	A.8
JP07	新黒礁第二	日本	新設	A.10
JP08	奥多々良木	日本	更新	A.12
JP10	新高津尾	日本	再開発	A.14
JP19	姫川第二	日本	更新	A.16
JP24	田子倉	日本	更新	A.18
JP27	新大長谷第一	日本	再開発	A.20
JP29	犀川	日本	更新	A.22
JP32	新帝釈川	日本	再開発	A.24
JP36	奥只見・大鳥	日本	増設	A.26
JP39	奥清津第二	日本	新設	A.29
JP41	華川	日本	再開発	A.31
JP101	大井川	日本	更新、運用の変更	A.33
JP102	川平第二	日本	新設、運用の変更	A.35
JP103	ユコマンベツ	日本	新設	A.37
JP104	このき谷	日本	新設	A.39
JP105	北ノ又第三	日本	新設	A.41
JP106	奥裾花第二	日本	新設	A.43
JP107	新岩松	日本	再開発	A.45
JP108	下山	日本	更新、運用の変更	A.47
JP109	新甲佐	日本	再開発	A.49
JP110	湯ヶ島	日本	更新	A.51
JP111	境川	日本	更新、運用の変更	A.53
JP112	朱鞠内	日本	新設	A.55
JP113	白田川	日本	運用の変更	A.57
JP114	中里	日本	運用の変更	A.59
JP115	第二上野尻	日本	新設	A.61
JP116	中津川第二	日本	増設	A.63
JP117	湯川	日本	再開発	A.65
JP118	第二蕨神	日本	新設	A.67
JP119	安曇	日本	更新、運用の変更	A.69
JP120	黒部川水系発電所	日本	運用の変更	A.71
JP121	秋葉第三	日本	新設	A.73
JP122	東町	日本	運用の変更	A.75
LA101	Nam Ngum 1	ラオス	増設	A.77
PH101	Maris Main Canal 1	フィリピン	新設	A.79
VN101	Thac Mo	ベトナム	増設	A.81

事例一覧

コード	発電所名	国	プロジェクトの種別	頁
AS101	Obervermuntwerk II	オーストリア	新設	A.83
AU01	Poatina	オーストラリア	更新	A.85
AU102	Tods Corner	オーストラリア	新設	A.87
BR01	Estreito	ブラジル	更新	A.89
CA101	London Street	カナダ	増設	A.91
CO101	Salvajina	コロンビア	更新	A.93
FI01	Pirttikoski	フィンランド	更新、運用の変更	A.95
FR01	Sisteron	フランス	更新	A.97
FR101	Mathay	フランス	増設	A.99
IC101	Búrfell	アイスランド	更新	A.101
IC102	Búrfell II	アイスランド	新設	A.103
LX101	Vianden	ルクセンブルグ	増設	A.105
MW101	Tedzdani IV	マラウイ	新設	A.107
NW01	Embretsfoss IV	ノルウェー	再開発	A.109
NW02	Hemsil II	ノルウェー	更新	A.111
NW03	Hemsil III	ノルウェー	新設	A.113
NW04	Hol I	ノルウェー	更新	A.115
NW05	Hunfos East	ノルウェー	再開発	A.117
NW06	Iveland II	ノルウェー	新設	A.119
NW07	Rånåsfoss III	ノルウェー	再開発	A.121
NW08	Kongsvinger	ノルウェー	増設	A.123
NZ101	Whakamaru	ニュージーランド	更新	A.125
PT101	Socorridos	ポルトガル	再開発	A.127
PT102	Salamonde II	ポルトガル	新設	A.129
PT103	Frades II	ポルトガル	新設	A.131
PT104	Valeira	ポルトガル	運用の変更	A.133
SW01	Veytaux II	スイス	新設	A.135
SW101	Profray	スイス	更新、運用の変更	A.137
SW102	Schils	スイス	再開発	A.139
SW103	Milan	スイス	増設	A.141
SW104	Glarey	スイス	増設	A.143
SW105	Farettes	スイス	増設	A.145
US01	Abiquiu	アメリカ	増設	A.147
US02	Boulder Canyon	アメリカ	更新	A.149
US03	Cheoah	アメリカ	更新	A.151
US101	Ludington	アメリカ	更新	A.153
US102	Alabama (3plants)	アメリカ	更新	A.155
VU101	Sarakata River	バヌアツ	増設	A.157
ZWE101	Kariba South	ジンバブエ	増設	A.159

事例データ概要

コード	GH01
プロジェクト名	Gezhouba 発電所の更新
国、地域	中国、湖北省、宜昌市
プロジェクトの実施機関	中国長江電力(China Yangtze Power Co., Ltd.)
プロジェクトの実施期間	2005 - 2022
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Gezhouba 発電所 (Erjiang 発電所および Dajiang 発電所)
河川名	長江 (Yangtze River)
発電方式	ダム式
運転開始年	1981
最大出力 (MW)	2715MW (Erjiang: 129MW×7台, Dajiang: 129MW×14台)
最大使用水量 (m ³ /s)	825/台
有効落差 (m)	18.6
年間発電電力量 (GWh)	15,700
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Gezhouba 発電所 (Erjiang 発電所および Dajiang 発電所)
河川名	長江 (Yangtze River)
発電方式	ダム式
運転開始年	2022
最大出力 (MW)	3213MW (Erjiang: 153MW×7台, Dajiang: 153MW×14台)
最大使用水量 (m ³ /s)	Erjiang: 950.95/台, Dajiang: 923.39/台
有効落差 (m)	18.6
年間発電電力量 (GWh)	16,400 (推定)
プロジェクトの概要	長江にある Gezhouba 発電所は 30 年以上にわたって運転され、発電ユニットの一部の部品には、安全で安定した運転に影響を及ぼす重大な経年化現象と、表面化していない安全上の問題が生じていた。そのため、中国長江電力は 129MW 水力発電ユニットを更新・増強し、容量拡大を実施することを決定した。更新の対象は水車ランナ、発電機固定子鉄心、固定子、回転子の巻胴であり、これにより、最大出力の増加、効率の改善、キャビテーション耐浸食性の向上が期待された。
性能の向上	
出力の増加	更新・増強により、最大出力が 129MW/台から 153MW/台に増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、700GWh の年間発電電力量の増加が予想

	される。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	最大使用水量の増加により、河川における未利用ポテンシャルを有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Ch.01_Gezhouba https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol2_Case_History_English(409-598).pdf

コード	IN101
プロジェクト名	Srisailam Left Bank 発電所の新設
国、地域	インド、Andhra Pradesh 州
プロジェクトの実施機関	Andhra Pradesh 州電力庁
プロジェクトの実施期間	1988 - 2003
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Srisailam 発電所
河川名	Krishna 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1987
最大出力 (MW)	770
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：既設の Srisailam 発電所の諸元はプロジェクト前と同じ。Srisailam Left Bank 発電所が新たに建設された。
発電所名	Srisailam Left Bank 発電所
河川名	Krishna 川
発電方式	ダム水路式 (混合揚水式)
運転開始年	2003
最大出力 (MW)	990
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	1465
プロジェクトの概要	Andhra Pradesh 州の Krishna 川にある既設の Srisailam 発電所では、1987 年から 110MW×7 台で運転していたが、取水ダムからの溢水が発生していた。同発電所の直下流には Nagar jugasagar 貯水池があり、Srisailam 貯水池を上池、Nagar jugasagar 貯水池を下池とする混合揚水発電所の新設が計画された。これにより、河川流量を有効利用すると共に、Andhra Pradesh 州の増加する電力需要に対応する。
性能の向上	
出力の増加	混合揚水発電所の新設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	揚水発電による出力増およびダム流入量を利用する自流発電により、年間発電電力量が増加した。
信頼性/柔軟性	混合揚水発電所の新設により、増加するピーク電力需要に対応し、供給信頼性が向上した。

その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	本プロジェクトは、日本の国際協力機構 (JICA) の資金協力を受けた。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-2 未利用ポテンシャルを利用しない開発
要件 A: 水資源の有効利用	混合揚水発電所の新設による既設ダムの溢水の有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	混合揚水発電所の新設により、ピーク供給力を増強し、電力供給の信頼性・柔軟性を向上させた。
その他	N/A
参考文献	[1] India Srisaïlam Left Bank Power Station Project – JICA https://www.jica.go.jp/english/our_work/evaluation/oda_loan/post/2006/pdf/project35_full.pdf

コード	JP02
プロジェクト名	菊鹿発電所の再開発
国、地域	日本、熊本県
プロジェクトの実施機関	熊本県企業局
プロジェクトの実施期間	1998 - 2000
プロジェクトの種別	再開発
諸元（プロジェクト前）	
発電所名	深瀬発電所
河川名	内田川、桑鶴川
発電方式	水路式
運転開始年	1956
最大出力（MW）	0.46
最大使用水量（m ³ /s）	1.1
有効落差（m）	62
年間発電電力量（GWh）	2.6
諸元（プロジェクト後）	注：既設の深瀬発電所は、菊鹿発電所として再開発された。
発電所名	菊鹿発電所
河川名	内田川、桑鶴川
発電方式	水路式
運転開始年	2000
最大出力（MW）	0.56
最大使用水量（m ³ /s）	1.1
有効落差（m）	63.1
年間発電電力量（GWh）	N/A
プロジェクトの概要	菊鹿発電所は、熊本県山鹿市菊鹿町に建設された深瀬発電所の施設老朽化に伴い、事業主体を地元事業組合から県企業局に変更して、再開発を行った。再開発においては、既設水路の有効利用、最新の水車・発電機の採用と共に、水車設置位置の変更による有効落差の増加により、出力および発電電力量の増加が図られた。
性能の向上	
出力の増加	再開発により、最大出力が0.46MWから0.56MWに増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	既設の深瀬発電所の導水路トンネルの健全度評価を行った結果、既存の古い水路の大部分は現行の定期的な点検・補修

	により、継続して利用可能と判断された。
経済性	建設工事の経済性を考慮し、既設水路を有効利用すると共に、公的な水力開発補助金を利用した。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	有効落差の増加により、河川における未利用ポテンシャルを有効利用。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Jp.02: Kikka https://www.ieahydro.org/media/5fb06b0d/Vol2_Case_History_English(1-206).pdf [2] Kumamoto prefecture Overview https://www.pref.kumamoto.jp/uploaded/attachment/50286.pdf

コード	JP07
プロジェクト名	新黒薙第二発電所の新設
国、地域	日本、富山県
プロジェクトの実施機関	関西電力(株)
プロジェクトの実施期間	2012 - 2013
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	黒薙第二発電所
河川名	黒薙川
発電方式	水路式
運転開始年	1947
最大出力 (MW)	7.6
最大使用水量 (m ³ /s)	6.2
有効落差 (m)	152.55
年間発電電力量 (GWh)	58.6
諸元 (プロジェクト後)	注：既設の黒薙第二発電所の諸元はプロジェクト前と同じ
発電所名	新黒薙第二発電所
河川名	黒薙川
発電方式	水路式
運転開始年	2013
最大出力 (MW)	1.9
最大使用水量 (m ³ /s)	1.7
有効落差 (m)	142.13
年間発電電力量 (GWh)	8.6
プロジェクトの概要	新黒薙第二発電所は、最大出力 1.9MW、年間発電電力量約 8.6GWh で、既設の黒薙第二発電所の上流側隣接地に新設された。新発電所は、既設発電所の取水堰堤、導水路、水槽、水圧鉄管を共用すると共に、導水設備の通水量の余力を活用（導水路トンネル一部の断面拡幅工事を実施）し、発電取水量を 6.2m ³ /s から 7.9m ³ /s (新発電所分は 1.7m ³ /s) に増量した。既存設備の有効活用により、同規模、同形式の水力発電所を新設した場合と比べて、4 割程度の建設コストに抑えることができた。
性能の向上	
出力の増加	発電所の新設により、最大出力が 1.9MW 増加した。
発電電力量の増加	発電所の新設により、年間発電電力量が 8.6GWh 増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A

プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	最大取水量は、経済性から適正規模の比較検討を行った。また、既設の設備の流用により、同規模、同形式の水力発電所を新設した場合と比べて、4割程度の建設コストに抑えることができた。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	既設発電設備を流用すると共に、水路における通水量の余力を活用することにより、未利用ポテンシャルを有効活用し、建設コストも低減させた。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Jp. 07_Shin-Kuronagi https://www.ieahydro.org/media/5fb06b0d/Vol2_Case_History_English(1-206).pdf

コード	JP08
プロジェクト名	奥多々良木揚水発電所の更新
国、地域	日本、兵庫県
プロジェクトの実施機関	関西電力(株)
プロジェクトの実施期間	2008 - 2019
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	奥多々良木揚水発電所
河川名	上部貯水池：市川 下部貯水池：円山川
発電方式	揚水式
運転開始年	1998
最大出力 (MW)	発電時 303MW、揚水時 320MW (1-2号機)
最大使用水量 (m ³ /s)	94
有効落差 (m)	383.4
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：更新後の下記の諸元はプロジェクト前と同じ。1号機と2号機が定速機から可変速機に更新された。
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	2019
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	-
プロジェクトの概要	電力系統における深夜帯の周波数調整は、AFC (Automatic Frequency Control) 機能を有する火力発電所と、揚水発電所のうち特に可変速機によって行われている。しかし、可変速機を有する大河内発電所 3-4号機では、高経年化に伴う改修工事が計画されており、深夜帯の周波数調整能力の低下が懸念されていた。そこで、定速機である奥多々良木発電所 1-2号機を可変速機に改修することで、周波数調整能力を確保した。
性能の向上	
出力の増加	-
発電電力量の増加	-
信頼性/柔軟性	既存定速機の可変速化により、周波数調整機能の向上を図り、

	既設揚水発電所の信頼性・柔軟性向上に寄与した。
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	<ul style="list-style-type: none"> ・ 既設設備を流用した可変速揚水発電システムへの更新 ・ 中間羽根付ランナ ・ 既設トンネル拡幅によるスペース確保 ・ 高電圧高強度回転子コイル絶縁設計の合理化
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の類型	I-3 新たな機能を付加する電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	既存定速機の可変速化により、周波数調整機能の向上を図り、既設揚水発電所の信頼性・柔軟性向上に寄与した。
その他	N/A
参考文献	<p>[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Jp. 08_Okutataragi</p> <p>https://www.ieahydro.org/media/5fb06b0d/Vol12_Case_History_English(1-206).pdf</p>

コード	JP10
プロジェクト名	新高津尾発電所の再開発
国、地域	日本、和歌山県
プロジェクトの実施機関	関西電力(株)
プロジェクトの実施期間	1997 - 1999
プロジェクトの種別	再開発
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	高津尾発電所
河川名	日高川
発電方式	水路式
運転開始年	1918
最大出力 (MW)	5.8
最大使用水量 (m ³ /s)	14.4
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	新高津尾発電所
河川名	日高川
発電方式	水路式
運転開始年	1999
最大出力 (MW)	14.5
最大使用水量 (m ³ /s)	32
有効落差 (m)	51
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	高津尾発電所(最大出力 5.8MW)の老朽化による廃止に伴い、一部の設備(堰堤、取水口、導水路等)を流用し、使用水量と出力を増加して、新たに新高津尾発電所(最大出力 14.5MW)を建設した。鮎への影響を軽減するために、鮎の取水口への迷入を防止する設備を設置した。
性能の向上	
出力の増加	最大使用水量の増加により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	新高津尾発電所は、日本有数の鮎の生息地とされる日高川の

	中流域に位置しており、鮎の移動の阻害を軽減するため、堰堤には魚道が設置されている。しかし、産卵のために河口に下る鮎については、発電所取水口に迷入し水車を通過することで障害が発生していたことから、新高津尾発電所建設工事に際し、鮎の取水口への迷入を防止する設備を設置した。
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の類型	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	既存の取水設備を流用した再開発で、使用流量の増加に伴う出力の増加により、未利用ポテンシャルを有効利用した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Jp. 10_Shin-Takatsuo https://www.ieahydro.org/media/5fb06b0d/Vol2_Case_History_English(1-206).pdf

コード	JP19
プロジェクト名	姫川第二発電所の更新
国、地域	日本、長野県
プロジェクトの実施機関	中部電力(株)
プロジェクトの実施期間	2005 - 2010
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	姫川第二発電所
河川名	姫川、楠川、松沢、親沢川、黒沢川
発電方式	水路式
運転開始年	1935
最大出力 (MW)	14.4
最大使用水量 (m ³ /s)	10.3
有効落差 (m)	164.55
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：更新後の下記の諸元はプロジェクト前と同じ。水車のガイドベーンが更新された。
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	2010
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	-
プロジェクトの概要	姫川第二発電所は、流水中に含まれる土砂によりランナやガイドベーン等の水車部品の摩耗が著しく、他の発電所と比較すると短い周期（4-6年）で水車部品の修理する必要があった。この問題に対処するため、水車内における土砂を含む固液二相流のCFD解析を行い、摩耗部品であるガイドベーンの土砂摩耗低減形状を開発した。これにより、水車性能の低下を防ぐと共に、修理周期を現状の6年から12年に延伸を図り、修理費用および発電停止に伴う電力量損失が減少した。
性能の向上	
出力の増加	-
発電電力量の増加	水車の修理期間が短縮され、発電停止に伴う電力量損失が減少した。
信頼性/柔軟性	N/A

その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	水車内における土砂を含む固液二相流の CFD 解析により、摩耗部品であるガイドベーンの土砂摩耗低減形状を開発した。
経済性	ガイドベーンの更新により、水車の点検・修理の周期を延伸し、修理費用および電力量損失を減らすことができた。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-1 取水量・落差を変更しない電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	固液二相流の CFD 解析により水車の耐摩耗性能を改善し、点検・補修期間が短縮され発電電力量が増加した。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Jp. 19_Himekawa#2 https://www.ieahydro.org/media/5fb06b0d/Vol2_Case_History_English(1-206).pdf

コード	JP24
プロジェクト名	田子倉発電所の更新
国、地域	日本、福島県
プロジェクトの実施機関	電源開発(株)
プロジェクトの実施期間	2004 - 2012
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	田子倉発電所
河川名	只見川
発電方式	ダム式
運転開始年	1961
最大出力 (MW)	380
最大使用水量 (m ³ /s)	431.2
有効落差 (m)	105
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	田子倉発電所
河川名	只見川
発電方式	ダム式
運転開始年	2012
最大出力 (MW)	400
最大使用水量 (m ³ /s)	420
有効落差 (m)	106.8
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	田子倉発電所の一括更新工事は、2004-2012 年に順次 4 台の更新を行い、最大出力が 380MW から 400MW に増加した。まず、1998-2001 年度の 4 年間の運転実績（ダム水位、使用水量、出力等）を分析して基準落差を見直すと共に、機器の健全度を診断して埋設部の撤去を最小限にした上で、水車の CFD 解析により更新部位の最適設計を行った。これにより、スピードリングおよびランナベーンの形状を改善し、さらに回転速度を 1 段階高速化することで水車比速度の最適化を行い、最大効率、部分負荷効率を改善する機器性能向上により、20MW の増出力を図ることができた。
性能の向上	
出力の増加	更新により、最大出力が 20MW 増加した。
発電電力量の増加	最大出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A

その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	更新工事前に機器の健全度を診断して水車埋設部周りのコンクリートの撤去を最小限にした上で、水車の CFD 解析により更新部位の最適設計を行い、回転速度の高速化により機器の効率改善を行った。
経済性	高経年機器に対して、部分更新を継続する場合と一括更新を行う場合の経済性を比較し、一括更新の方が経済性がよいことを確認した。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の類型	I-1 取水量・落差を変更しない電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	水車の CFD 解析により、ランナだけでなく、ケーシング、ステイベーン、ガイドベーン、吸出し管の性能改善が可能になると共に、回転速度の高速化により、最大効率、部分負荷効率が改善され、その結果最大出力、発電電力量が増加した。従来の更新方法に比べて、一括更新によるコスト低減や既存の機器の運転への影響を最小限に抑えている点が革新的である。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Jp. 24_Tagokura https://www.ieahydro.org/media/5fb06b0d/Vol12_Case_History_English(1-206).pdf

コード	JP27
プロジェクト名	新大長谷第一発電所の再開発
国、地域	日本、富山県
プロジェクトの実施機関	富山県企業局
プロジェクトの実施期間	1997 - 2001
プロジェクトの種別	再開発
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	大長谷第一発電所
河川名	井田川
発電方式	水路式
運転開始年	1955
最大出力 (MW)	4
最大使用水量 (m ³ /s)	3.25
有効落差 (m)	146.61
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	新大長谷第一発電所
河川名	井田川
発電方式	水路式
運転開始年	2001
最大出力 (MW)	7.5
最大使用水量 (m ³ /s)	6
有効落差 (m)	152
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	大長谷第一発電所は、富山県が 1955 年に建設した最大出力 4MW の流れ込み式水力発電所である。運転開始後 40 年が経過し、導水路トンネル等の設備の老朽化が顕著になり、再開発が行われた。旧発電所では、最大使用水量を 180 日流量である 3.25m ³ /s としていたが、新発電所では、kWh 当りの建設費が最も安価となる 6.0m ³ /s (60 日流量相当) とすることで、最大出力を 7.5MW に増強し、取水堰を既設取水堰 (砂防堰堤兼用設備) の上流に新設し、導水路から発電所までのほぼ全ての設備を新設した。なお、既設水圧鉄管は余水管として使用し、建設コストの低減を図った。
性能の向上	
出力の増加	取水堰を既設より上流に建設して落差および最大使用水量を増加することにより、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	最大出力の増加に伴い、発電電力量も増加した。

信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	小断面トンネル工事に新しい掘削・覆工一体型 TBM を導入し、従来の工法に比べて工期を約 13%短縮した。
経済性	新設のヘッドタンクの位置を既設のヘッドタンクに隣接させ、既設水圧鉄管を余水管として使用することで建設コストの低減を図った。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	河川の未利用ポテンシャルを有効利用し、有効落差および最大使用水量の増加により、最大出力が増加した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Jp.27_Shin-Onagatani #1 https://www.ieahydro.org/media/860db877/Vol12_Case_History_English(207-408).pdf

コード	JP29
プロジェクト名	犀川水力発電所の更新
国、地域	日本、長野県
プロジェクトの実施機関	中部電力(株)
プロジェクトの実施期間	2000 - 2003
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	犀川水力発電所
河川名	犀川
発電方式	水路式
運転開始年	1923
最大出力 (MW)	1.7
最大使用水量 (m ³ /s)	10.71
有効落差 (m)	19.06
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：更新後の下記の諸元はプロジェクト前と同じ。取水堰堤が改修された。
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	2003
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	-
プロジェクトの概要	犀川水力発電所の堰堤は、改修前、蛇籠構造の固定堰と老朽化した排砂ゲートを有していた。排砂ゲートは放流能力が小さく、出水時に固定堰越流水により蛇籠堰堤の流失が多発していた。そこで、堰堤の一部と鋼製ゲートを撤去し、大規模なSR合成起状堰を導入した。この改修により、蛇籠堰堤の流失に対する補修作業のコスト、その際の溢水電力の損失が低減された。
性能の向上	
出力の増加	なし
発電電力量の増加	蛇籠堰堤の流失に対する補修作業のコスト、その際の溢水電力の損失を低減し、発電電力量の増加につながった。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A

プロジェクトにおける課題	
技術	SR 合成起伏堰は流量に応じて堰高を変化させることが可能であり、発電取水を継続できる点がゴム堰より優れている。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-4 土木設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	既存の蛇籠堰堤を SR 合成起伏堰に改修して、出水による蛇籠堰堤の流失の補修のために取水停止していた期間を短縮し、溢水電力の損失を低減した。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Jp. 29_Saikawa https://www.ieahydro.org/media/860db877/Vol2_Case_History_English(207-408).pdf

コード	JP32
プロジェクト名	新帝釈川発電所の再開発
国、地域	日本、広島県
プロジェクトの実施機関	中国電力(株)
プロジェクトの実施期間	2003 - 2006
プロジェクトの種別	再開発
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	帝釈川発電所
河川名	帝釈川、福樹川
発電方式	水路式
運転開始年	1924
最大出力 (MW)	4.4
最大使用水量 (m ³ /s)	5.7
有効落差 (m)	95.2
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	帝釈川発電所
河川名	福樹川
発電方式	水路式
運転開始年	2006
最大出力 (MW)	2.4
最大使用水量 (m ³ /s)	3.1
有効落差 (m)	95.2
年間発電電力量 (GWh)	N/A
発電所名	新帝釈川発電所
河川名	帝釈川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	2006
最大出力 (MW)	11
最大使用水量 (m ³ /s)	10
有効落差 (m)	129
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	1924年に建設された帝釈川ダムは、出力4.4MWの帝釈川発電所の取水ダムおよび観光資源として活用されてきた。しかし、築80年ほどのダムは、最新の安定基準を満たしていない状態となり、洪水時の貯水池の運用においても洪水吐の放流能力が不十分となっていた。また、発電用水がダム直下の

	水槽で取水され、無圧導水路で発電所に導水されていたため、35mの未利用落差があった。そのため、中国電力(株)は、2003-2006年にかけて、ダム本体の構造強化、放流能力の増強、および未利用落差を有効活用する出力11MWの新帝釈川発電所の建設、それに伴う既設帝釈川発電所の更新を含む再開発を行った。
性能の向上	
出力の増加	既設の帝釈川発電所の最大出力は2MW減少する一方、新設の新帝釈川発電所の最大出力は11MWで、総最大出力の純増加分は9MWとなった。
発電電力量の増加	総最大出力の純増分に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	経年約80年のダムの構造補強と洪水吐容量の増加
経済性	N/A
環境保全	国立公園地域における自然環境と景観の保全
法規制	自然環境保全の法的規制
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	老朽ダムを改修し、未利用落差を有効活用する発電所を新設して、既設発電所との合計出力と発電電力量を増加させた。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Jp.32: Shin-Taishakugawa https://www.ieahydro.org/media/860db877/Vol2_Case_History_English(207-408).pdf [2] IEA Hydro (2017) Annex II, Subtask A5 Appendix A2, Collection of Good Practice Reports, Part 1 JP05: Taishakugawa and Shin-Taishakugawa https://www.ieahydro.org/media/6eb4c0b4/AnnexII_STA5_Appendix2_GoodPracticeReports_Part%201_p1-104.pdf

コード	JP36
プロジェクト名	奥只見・大鳥発電所の増設
国、地域	日本、福島県、新潟県
プロジェクトの実施機関	電源開発(株)
プロジェクトの実施期間	1999 - 2003
プロジェクトの種別	増設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	奥只見発電所
河川名	只見川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1960
最大出力 (MW)	360
最大使用水量 (m ³ /s)	249
有効落差 (m)	170
年間発電電力量 (GWh)	N/A
発電所名	大鳥発電所
河川名	只見川
発電方式	ダム式
運転開始年	1963
最大出力 (MW)	95
最大使用水量 (m ³ /s)	220
有効落差 (m)	50.8
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	奥只見発電所
河川名	只見川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	2003
最大出力 (MW)	560
最大使用水量 (m ³ /s)	387
有効落差 (m)	170/164.2
年間発電電力量 (GWh)	N/A
発電所名	大鳥発電所
河川名	只見川
発電方式	ダム式
運転開始年	2003

最大出力 (MW)	182
最大使用水量 (m ³ /s)	427
有効落差 (m)	50.8/48.1
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	奥只見・大鳥発電所の増設計画は、一般水力では国内最大となる 287MW(奥只見増設 200MW、大鳥増設 87MW)のピーク供給力の増強を図った。奥只見発電所では、貯水池水位低下を回避するための大型仮締め切りによる取水口工事等、新技術の適用による工期確保および建設コスト低減を図った。さらに、環境保全および既存の発電ユニットの運転に配慮して工事を行った。
性能の向上	
出力の増加	増設により、総最大出力が増加した。
発電電力量の増加	N/A
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	奥只見取水口の工事は、貯水池の水位低下を行わず、既設発電所の通常運転を継続しながら施工する必要があったことから、ダム上流面にこれまでに施工事例のない最大水深約 50m の鋼コンクリート半円形仮締め切りを設置し、ドライ状態で取水口の構築、ダム堤体の穴開けおよび水圧鉄管・取水口ゲート戸当り等の設置を行った。
経済性	N/A
環境保全	イヌワシ、クマタカの保護を含む自然生態系の保全、ならびに増設工事に伴う環境への負荷を継続的に軽減することを目的として、以下のような環境保全対策を行った。 <ul style="list-style-type: none"> ・希少鳥類保護 ・騒音・振動対策 ・水質保全対策 ・照明・色彩対策
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-2 未利用ポテンシャルを利用しない開発
要件 A: 水資源の有効利用	N/A

B: 先進的または改善された方法の導入	奥只見の増設工事では、大型仮締め切りによる取水口工事により貯水池水位低下を回避し、工期確保と建設コスト低減を図った。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	既設貯水池を利用し、既設発電所の増設によりピーク供給力を高め（ピーク継続時間見直し）、信頼性・柔軟性の向上に寄与した。
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Jp. 36_Okutadami_Ohtori https://www.ieahydro.org/media/860db877/Vol12_Case_History_English(207-408).pdf

コード	JP39
プロジェクト名	奥清津第二揚水発電所の新設
国、地域	日本、新潟県
プロジェクトの実施機関	電源開発(株)
プロジェクトの実施期間	1992 - 1996
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	奥清津揚水発電所
河川名	カッサ川
発電方式	純揚水式
運転開始年	1978
最大出力 (MW)	1000
最大使用水量 (m ³ /s)	260
有効落差 (m)	470
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：プロジェクト後の既設の奥清津発電所の諸元はプロジェクト前と同じ。既設の上池と下池を利用して、奥清津第二発電所が新設された。
発電所名	奥清津第二揚水発電所
河川名	カッサ川
発電方式	純揚水式
運転開始年	1996
最大出力 (MW)	600
最大使用水量 (m ³ /s)	154
有効落差 (m)	470
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	奥清津発電所は、新潟県南魚沼郡に 1978 年に建設された最大出力 1GW の純揚水式発電所である。上池のカッサダムは清津川支流のカッサ川に、下池の二居ダムは清津川本流に建設された。さらに、ピーク電力需要の逼迫に対応するため、既設奥清津発電所の調整池をそのまま利用して、最大出力 600MW の奥清津第二発電所が緊急電源として 1996 年に新設された。プロジェクト実施前の奥清津発電所のピーク発電は 12 時間可能であり、プロジェクト後の 2 発電所を合わせたピーク発電は 7.6 時間の運転が可能である。
性能の向上	
出力の増加	既設の調整池を用いて揚水発電所を新設することで、既設を含む最大出力が増加した。

発電電力量の増加	なし
信頼性/柔軟性	奥清津発電所と奥清津第二発電所は首都圏への電力供給網に連系しており、需要のピーク時に高出力運転が可能になることで、系統運用の柔軟性を向上させた。
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	水圧管路斜坑の掘削では、岩盤が比較的堅硬であった上段斜坑の導坑掘削にアリマッククライマーを、上段に比べて岩質の良くなかった下段斜坑にはレイズボーラーを使用し、作業の効率化を図った。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-2 未利用ポテンシャルを利用しない開発
要件 A: 水資源の有効利用	
B: 先進的または改善された方法の導入	
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	揚水発電所の新設により、需要のピーク時に高出力運転が可能になることで、供給の信頼性・柔軟性が向上した。
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Jp. 39_Okukiyotsu #2 https://www.ieahydro.org/media/860db877/Vol12_Case_History_English(207-408).pdf [2] Electric Power Development Co., Ltd. Oku Kiyotsu Power Station Overview https://www.jpowers.co.jp/okky/about/

コード	JP41
プロジェクト名	華川発電所の再開発
国、地域	日本、茨城県
プロジェクトの実施機関	東京発電(株)
プロジェクトの実施期間	2009 - 2011
プロジェクトの種別	再開発
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	華川発電所
河川名	花園川
発電方式	水路式
運転開始年	1908 (1971 年に廃止)
最大出力 (MW)	0.1
最大使用水量 (m ³ /s)	0.78
有効落差 (m)	18.17
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	華川発電所
河川名	花園川
発電方式	水路式
運転開始年	2011
最大出力 (MW)	0.13
最大使用水量 (m ³ /s)	1
有効落差 (m)	17.35
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	華川発電所は、廃止された発電所を再開発したものである。東京発電が北茨城市より発電所設備を譲り受けて再開発を行った。旧発電所の最大使用水量は0.78m ³ /sだったが、水路通水量を再検討して1.00m ³ /sまで通水できることを確認し、30kWの増出力を図った。既設設備を流用した再開発によって、建設工事費を低減することができた。
性能の向上	
出力の増加	最大出力が100kWから130kWに増加した。
発電電力量の増加	最大出力の増加に伴い、発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	既設導水路の水路通水量を再検討し、最大使用水量を増加し

	た。
経済性	既設設備の多くを再利用したため、新設に比べ大幅に建設コストを低減できた。水圧管は、既設の鉄管の中に高密度ポリエチレン管を挿入し、二重管とすることで既設の撤去費用もかからずコスト低減を図ることができた。併せて、公的補助制度も利用した。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	廃止発電所の再開発により、未利用ポテンシャルと既設設備を有効活用した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Jp. 41_Hanakawa https://www.ieahydro.org/media/860db877/Vol2_Case_History_English(207-408).pdf

コード	JP101
プロジェクト名	大井川発電所の更新
国、地域	日本、静岡県
プロジェクトの実施機関	中部電力(株)
プロジェクトの実施期間	2012 - 2013
プロジェクトの種別	更新 運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	大井川発電所
河川名	大井川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1936
最大出力 (MW)	68.2
最大使用水量 (m ³ /s)	72.35
有効落差 (m)	112.73
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：更新後の下記の諸元はプロジェクト前と同じ。既設の水路を改造して通水能力を高めた。
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	2013
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	-
プロジェクトの概要	ダム水路式の大井川発電所の寸又川ダムでは、本川の大井川ダムから供給される最大 60m ³ /s の水を導水路とサイホン水路の 2 ルートでダムへ導水し、寸又川からの流入量と合わせて発電所へ導水(最大 72.35m ³ /s)している。このサイホンは 1936 年に建設されたもので、形状が複雑で通水能力が 43m ³ /s しかないため、年間約 10 日間は最大 60m ³ /s の取水ができない状態だった。そこで、サイホン水路の通水能力を高めるため、導水路合流部の改造工事を 2012-13 年に行い、電力量の増加を図った。
性能の向上	
出力の増加	なし
発電電力量の増加	サイホンの通水能力向上により取水量が増加し、発電電力量

	が増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-4 土木設備の更新 III-2 貯水池・発電所の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	既設のサイホン水路の改造により発電電力量が増大した。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 電力土木, No. 367, 2013.9

コード	JP102
プロジェクト名	川平第二発電所の新設
国、地域	日本、鳥取県
プロジェクトの実施機関	中国電力(株)
プロジェクトの実施期間	2006
プロジェクトの種別	新設 運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	川平発電所
河川名	日野川
発電方式	水路式
運転開始年	1931
最大出力 (MW)	1.3
最大使用水量 (m ³ /s)	17.39
有効落差 (m)	9.55
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：プロジェクト後の既設の川平発電所の諸元はプロジェクト前と同じ。川平第二発電所は既設発電所の設備を利用して新設された。
発電所名	川平第二発電所
河川名	日野川
発電方式	水路式
運転開始年	2006
最大出力 (MW)	0.12
最大使用水量 (m ³ /s)	1.63
有効落差 (m)	9.27
年間発電電力量 (GWh)	0.782
プロジェクトの概要	1931年に建設された川平発電所は、1971年に上流に新川平発電所が建設されると、その減水区間に位置するため、発電可能流量が減って年間70日程度しか運転できず、設備利用率が10%に低下した。そのため、川平発電所が利用できない小流量で発電できる川平第二発電所を新設し、河川流量を有効活用できるようにした。
性能の向上	
出力の増加	発電所の新設により、既設との合計最大出力が増加した。
発電電力量の増加	既設発電所が発電利用できない小流量で運転し、既設との合計発電電力量が増加した。
信頼性/柔軟性	N/A

その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	土木設備費を低減するため、水中タービン発電機を採用した。
経済性	電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法 (RPS 法) の適用を受けた。また、建設費については NEDO の中小水力発電開発費補助金 (30% の費用補助) を利用した。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の類型	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発 III-2 貯水池・発電所の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	既設川平発電所の発電可能流量以下の河川水を使用して、未利用ポテンシャルを有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	小規模発電設備の新設によって発電可能水量を引き下げ、既設との合計発電電力量を増加させた。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 電力土木, No. 329, 2007. 5

コード	JP103
プロジェクト名	ユコマンベツ発電所の新設
国、地域	日本、北海道
プロジェクトの実施機関	北海道電力(株)
プロジェクトの実施期間	2012 - 2014
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	
河川名	
発電方式	
運転開始年	
最大出力 (MW)	
最大使用水量 (m ³ /s)	
有効落差 (m)	
年間発電電力量 (GWh)	
諸元 (プロジェクト後)	注: ユコマンベツ発電所は、既設の江卸発電所の設備を利用して新設された。
発電所名	ユコマンベツ発電所
河川名	ユコマンベツ川
発電方式	水路式
運転開始年	2014
最大出力 (MW)	0.69
最大使用水量 (m ³ /s)	1.3
有効落差 (m)	66.1
年間発電電力量 (GWh)	4.154
プロジェクトの概要	ユコマンベツ発電所は、既設の江卸発電所の溪流取水設備を一部改良して利用すると共に、水槽、水圧管路、発電所、放水路を新設して建設された。発電所の最大出力は 690kW で、既設ユコマンベツ取水堰から取水している河川水(最大使用水量 1.3m ³ /s)と既設導水路の遊休落差(66.10m)を利用し、未利用の河川水の水力資源を有効活用している。
性能の向上	
出力の増加	発電所の新設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	最大出力の増加に伴い、発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	

技術	急傾斜地における水圧鉄管の設置が必要なことから、水圧鉄管に軽量で据付けが容易な FRPM 管、水槽・水圧管路施工のための中流動コンクリートおよび急斜面補強土工等の施工法が適用された。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	ユコマンベツ補給水路における未利用落差を有効活用した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] Hokkaido Electric Power Press Release https://www.hepco.co.jp/info/2014/_icsFiles/afieldfile/2014/06/20/140620.pdf

コード	JP104
プロジェクト名	このき谷発電所の新設
国、地域	日本、福井県
プロジェクトの実施機関	電源開発(株)
プロジェクトの実施期間	2014 - 2016
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	-
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	-
諸元 (プロジェクト後)	注：このき谷発電所は、既設の九頭竜ダム上流の水路の未利用ポテンシャルを利用して新設された。
発電所名	このき谷発電所
河川名	九頭竜川
発電方式	水路式
運転開始年	2016
最大出力 (MW)	0.199
最大使用水量 (m ³ /s)	3.22
有効落差 (m)	7.4
年間発電電力量 (GWh)	1.43
プロジェクトの概要	このき谷発電所は九頭竜川最上流の九頭竜ダム周辺取水ダムからの水が注水されている此ノ木谷注水口地点の遊休落差(総落差 7.8m)を利用した最大 199kW の小水力発電所であり、再生可能エネルギー特別措置法 (FIT) の認定を受けた設備である。水車発電機には低落差かつ小規模地点に適した水中タービン発電機を採用し、設置や維持管理の容易化を図った。さらに、河川への油流出防止の観点から、発電機は増速機のない油を使用しない構造とした。
性能の向上	
出力の増加	発電所の新設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	最大出力の増加に伴い、発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A

プロジェクトにおける課題	
技術	最大出力を小さくすることにより、既存系統への接続が可能となり、併せて接続費用も低減できた。
経済性	発電規模による経済性のケーススタディを行い、IRR が最大になるケースを最適案とした。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	このき谷注水口地点の未利用落差を発電に有効活用した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 電力土木, No. 383, 2016.5 and No. 393, 2018.1

コード	JP105
プロジェクト名	北ノ又第三発電所の新設
国、地域	日本、岩手県
プロジェクトの実施機関	岩手県企業局
プロジェクトの実施期間	2009 - 2010
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	-
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	-
諸元 (プロジェクト後)	注：北ノ又第三発電所は、既設柏台発電所の導水路の未利用落差を利用して新設された。
発電所名	北ノ又第三発電所
河川名	北ノ又川
発電方式	水路式
運転開始年	2010
最大出力 (MW)	0.061
最大使用水量 (m ³ /s)	1.34
有効落差 (m)	6.25
年間発電電力量 (GWh)	0.41
プロジェクトの概要	北ノ又第三発電所は、既設北ノ又発電所の発電放流水を既設柏台発電所へ導水する水路にある落差を利用する小水力発電所である。使用水量は、北ノ又発電所の発電使用水量(最大4.1m ³ /s)のうち、最大1.34m ³ /sを利用し、落差は柏台発電所の第二導水路(延長約820m)の途中にある減勢柵における落差約6mを利用している。既設導水路の急流部に設置していた鉄管をそのまま水圧鉄管として利用するなど、既設設備を最大限に有効利用している。
性能の向上	
出力の増加	発電所の新設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	最大出力の増加に伴い、発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A

プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	既設発電所の導水路における未利用落差を発電に有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 第98回中小発電技術に関する実務研修会, NEF, No. 1, 2013.

コード	JP106
プロジェクト名	奥裾花第二発電所の新設
国、地域	日本、長野県
プロジェクトの実施機関	長野県企業局
プロジェクトの実施期間	2015 - 2017
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	奥裾花発電所
河川名	裾花川
発電方式	ダム式
運転開始年	1979
最大出力 (MW)	1.70
最大使用水量 (m ³ /s)	4
有効落差 (m)	53.68
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注: プロジェクト後の既設の奥裾花発電所の諸元はプロジェクト前と同じ。奥裾花第二発電所は、既設発電所の設備を利用して新設された。
発電所名	奥裾花第二発電所
河川名	裾花川
発電方式	ダム式
運転開始年	2017
最大出力 (MW)	0.98
最大使用水量 (m ³ /s)	2.53
有効落差 (m)	48.17
年間発電電力量 (GWh)	5.067
プロジェクトの概要	奥裾花第二発電所は、既設の奥裾花発電所では利用できず奥裾花ダムから放流していた春の融雪水と、夏季のダム流入量減少に伴う放流弁からの無効放流水を有効利用するために新設された。奥裾花発電所の取水口および水圧鉄管の一部を共用して、新たに取水施設を建設することなく、未利用ポテンシャルの有効活用を図った。
性能の向上	
出力の増加	発電所の新設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	最大出力の増加に伴い、発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	

技術	N/A
経済性	経済性を確保するため、既設発電所の取水口と水圧鉄管を共有して、新設発電所に導水した。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	ダムが無効放流を小水力発電に有効活用
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 長野県ホームページ https://www.pref.nagano.lg.jp/kigyo/infra/suido-denki/denki/koei/ichiran/okususobana-02.html

コード	JP107
プロジェクト名	新岩松発電所の再開発
国、地域	日本、北海道
プロジェクトの実施機関	北海道電力(株)
プロジェクトの実施期間	2013 - 2016
プロジェクトの種別	再開発
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	岩松発電所
河川名	十勝川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1942
最大出力 (MW)	12.6
最大使用水量 (m ³ /s)	37.5
有効落差 (m)	41.55
年間発電電力量 (GWh)	79.9
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	新岩松発電所
河川名	十勝川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	2016
最大出力 (MW)	16
最大使用水量 (m ³ /s)	45
有効落差 (m)	40.3
年間発電電力量 (GWh)	90.5
プロジェクトの概要	新岩松発電所は、最大出力 16MW のダム水路式発電所で、1942 年に建設された岩松発電所の老朽化に伴い再開発された。既設の取水ダム、導水路、調圧水槽はそのまま流用し、水圧管路、発電所、放水路を新設した。
性能の向上	
出力の増加	既設発電所の再開発により、最大出力が 12.6MW から 16MW に増加した。
発電電力量の増加	最大出力の増加に伴い、年間発電電力量が 10.6GWh 増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	発電所基礎の冬季施工時に凍上による土留壁の変状が発生したため、押さえ盛り土、シート養生、およびグラウンドアンカーの増強を行った。

経済性	N/A
環境保全	シールド工法で放水路を延長して未利用落差を利用する代替案は、工事による改変範囲が大きくなるため、環境影響を考慮して採用しなかった。
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	河川における未利用ポテンシャルの有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 電力土木, No. 377, 2015. 5.

コード	JP108
プロジェクト名	下山発電所の更新
国、地域	日本、広島県
プロジェクトの実施機関	中国電力(株)
プロジェクトの実施期間	2004 - 2005
プロジェクトの種別	更新 運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	下山発電所
河川名	滝山川、大佐川
発電方式	水路式
運転開始年	1934
最大出力 (MW)	10
最大使用水量 (m ³ /s)	14.32
有効落差 (m)	85.5
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	下山発電所
河川名	大佐川
発電方式	水路式
運転開始年	2005
最大出力 (MW)	3.6
最大使用水量 (m ³ /s)	5
有効落差 (m)	86.27
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	下山発電所は、出力 10MW で 1934 年に運開したが、1959 年に上流から取水する出力 51.5MW の滝山川発電所が運開すると、下山発電所への河川流入量が減少し、発電規模に対して使用水量が少なく、設備利用率が大きく低下した。このため、下山発電所の老朽化に伴い、経済的な規模を考慮した改修が行われた。水車・発電機は 2 台を 1 台に変更し、最大使用水量は 14.32m ³ /s から 5.0m ³ /s に縮小した。併せて、発電機急停止(負荷遮断)時の余水を減勢して河川へ放流する余水路安全対策工事を実施した。
性能の向上	
出力の増加	なし
発電電力量の増加	なし
信頼性/柔軟性	N/A

その他	水車発電機の規模縮小により、設備利用率が向上した。 余水路改修工事によって、発電所の安全性が向上した。
プロジェクトにおける課題	
技術	発電所の安全対策として、余水路の改修に既設水圧管を余水管として流用し、発電所建屋内に減勢工を設置した。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の類型	I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新 III-1 電気機械設備の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	発電設備を最適規模に縮小する更新により、設備利用率が向上した。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 電力土木, No. 323, 2006. 5.

コード	JP109
プロジェクト名	新甲佐発電所の再開発
国、地域	日本、熊本県
プロジェクトの実施機関	九州電力(株)
プロジェクトの実施期間	2012 - 2019
プロジェクトの種別	再開発
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	甲佐発電所
河川名	緑川
発電方式	水路式
運転開始年	1951
最大出力 (MW)	3.9
最大使用水量 (m ³ /s)	19.3
有効落差 (m)	25.1
年間発電電力量 (GWh)	24
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	新甲佐発電所
河川名	緑川
発電方式	水路式
運転開始年	2019
最大出力 (MW)	7.2
最大使用水量 (m ³ /s)	35
有効落差 (m)	24.46
年間発電電力量 (GWh)	30
プロジェクトの概要	甲佐発電所は緑川中流部の船津ダムの下流に位置し、1951年の運転開始から64年経過して老朽化が顕著になり、更新が必要となった。上流にある発電所の方が甲佐発電所よりも最大使用水量が大きいため、甲佐発電所の取水堰から年間約180日の放流が生じていた。このため、新甲佐発電所を建設して使用流量の大きい水車発電機を設置し、甲佐発電所は廃止した。
性能の向上	
出力の増加	最大使用流量の増加により、最大出力が3.9MWから7.2MWに増加した。
発電電力量の増加	最大出力の増加に伴い、年間発電電力量が6GWh増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	

技術	新設する導水路などの土木設備の工事を、既設発電所の運転に支障のないように並行して行った。
経済性	N/A
環境保全	希少植物の移植、トンネル工事による沢水の変化の有無の確認を行った。
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	河川における未利用ポテンシャルの有効利用により、使用水量が増加し、最大出力と年間発電電力量が増加した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 電力土木, No. 372, 2014. 7.

コード	JP110
プロジェクト名	湯ヶ島発電所の更新
国、地域	日本、静岡県
プロジェクトの実施機関	東京発電(株)
プロジェクトの実施期間	2011 - 2012
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	湯ヶ島発電所
河川名	狩野川
発電方式	水路式
運転開始年	1930
最大出力 (MW)	1.6
最大使用水量 (m ³ /s)	1.61
有効落差 (m)	134.99
年間発電電力量 (GWh)	5.28
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	湯ヶ島発電所
河川名	狩野川
発電方式	水路式
運転開始年	2012
最大出力 (MW)	2.0
最大使用水量 (m ³ /s)	1.9
有効落差 (m)	132.17
年間発電電力量 (GWh)	6.6
プロジェクトの概要	湯ヶ島発電所は 1930 年に運開し、老朽化した設備の更新が 2011-2012 年に行われた。水車発電機はフランス水車 0.8MW × 2 台をターゴインパルス水車 2MW × 1 台に更新し、既設調整池の有効活用により最大使用水量を増加した。発電所停止時の余水放流は、公衆災害リスクを減らすため余水管を廃止し、ターゴ水車のデフレクタにより制御する方式とした。
性能の向上	
出力の増加	最大使用水量の増加により、最大出力が 1.6MW から 2MW に増加した。
発電電力量の増加	最大出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	発電所停止時の余水放流による公衆災害リスクを減らした

	め、既設の余水管を廃止して、ターゴ水車のデフレクタにより制御する方式とした。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	河川の未利用ポテンシャルを有効活用し、最大使用水量の増加により最大出力および発電電力量を増加した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 中小水力発電技術に関する実務研修会, NEF.

コード	JP111
プロジェクト名	境川発電所の運用改善
国、地域	日本、富山県
プロジェクトの実施機関	関西電力(株)
プロジェクトの実施期間	2019
プロジェクトの種別	更新 運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	境川発電所
河川名	境川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1993
最大出力 (MW)	24.2
最大使用水量 (m ³ /s)	13
有効落差 (m)	216.7
年間発電電力量 (GWh)	73
諸元 (プロジェクト後)	注：プロジェクト後の既設の境川発電所の諸元は、年間発電電力量以外はプロジェクト前と同じ。上流に分水路を新設したことで、発電所への流入量が増加した。
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	-
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	96
プロジェクトの概要	境川発電所は、庄川支流の境川に設置され、最大使用水量 13.0m ³ /s、最大出力 24.2MW である。加須良川引水計画は、庄川の別の支流の加須良川に取水堰堤を設け、延長約 1.2km の導水路トンネルを設置し、境川発電所の上流にある境川ダムに最大 5.6m ³ /s を引水するものである。境川発電所の最大出力は変更しないが、引水により発電に使用できる水量が増加するため、発電電力量は増加する。一方、庄川の既設の 2 発電所は、引水によって減電となるが、境川発電所はこの 2 発電所より電水比が約 4 倍高いことから、3 つの発電所の合計の年間発電電力量は約 17GWh 増加した。
性能の向上	

出力の増加	なし
発電電力量の増加	他の流域からの引水により、年間発電電力量が増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	建設に関わる保安林解除申請について、明確な基準がないため、岐阜県との事前協議に1年以上の期間を要した。
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の類型	I-4 土木設備の更新 III-2 貯水池・発電所の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	他の流域からの引水により、河川水を既存発電所で有効利用した。
B: 先進的または改善された方法の導入	他の流域から引水した河川流量をより電水比の高い発電所で発電利用することにより、水系の3つの既設発電所の合計の年間発電電力量を増加させた。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 関西電力プレスリリース Dec. 2nd 2019. [2] 中小水力発電技術に関する実務研修会, No. 110, NEF, 2017.

コード	JP112
プロジェクト名	朱鞠内発電所の新設
国、地域	日本、北海道
プロジェクトの実施機関	北海道電力(株)
プロジェクトの実施期間	2013
プロジェクトの種別	新設 運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	
河川名	
発電方式	
運転開始年	
最大出力 (MW)	
最大使用水量 (m ³ /s)	
有効落差 (m)	
年間発電電力量 (GWh)	
諸元 (プロジェクト後)	注：朱鞠内発電所は、既設雨竜発電所の取水ダムへ揚水する既設のポンプ設備を利用して新設された。
発電所名	朱鞠内発電所
河川名	雨竜川
発電方式	ダム式
運転開始年	2013
最大出力 (MW)	1.12
最大使用水量 (m ³ /s)	4.36
有効落差 (m)	32.2
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	朱鞠内発電所は、雨竜川の三股取水堰に流入する河川水を雨竜第一ダムへ揚水するポンプ設備の改造時に建設された。非灌漑期(9月-4月)には、2.75m ³ /sの水を雨竜第一ダムへ揚水し、既設の雨竜発電所の発電に利用する。一方、灌漑期(5月-8月)には、揚水時と逆の流れで4.36m ³ /sの水を朱鞠内発電所の発電と灌漑放流に利用する。
性能の向上	
出力の増加	ポンプ設備をポンプ水車・発電機に改造することにより、灌漑用水による小規模水力発電所が新設された。
発電電力量の増加	未利用ポテンシャルを利用する新たな発電所の設置により、年間発電電力量が増加した。
信頼性/柔軟性	N/A

その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発 III-2 貯水池・発電所の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	既設ポンプ設備の改造により、灌漑期と非灌漑期を通じて河川水の有効利用が可能になった。
B: 先進的または改善された方法の導入	既設ポンプ設備に発電機能を付加することで、年間発電電力量が増加した。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] ターボ機械, Vol. 42, No. 7. [2] スマートプロセス学会誌, Vol. 3, No. 2, 2014. [3] 荏原時報, No. 247, 2015. 4.

コード	JP113
プロジェクト名	白田川発電所の運用改善
国、地域	日本、静岡県
プロジェクトの実施機関	東京発電(株)
プロジェクトの実施期間	2016
プロジェクトの種別	運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	白田川発電所
河川名	白田川、川久保川
発電方式	水路式
運転開始年	2015
最大出力 (MW)	3.1
最大使用水量 (m ³ /s)	2.07
有効落差 (m)	181.46
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：プロジェクト後の既設の白田川発電所の諸元は、運転開始年と年間発電電力量以外はプロジェクト前と同じ。取水制御の改善により、発電所の取水量が増加した。
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	2016
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	0.144
プロジェクトの概要	白田川発電所は 1927 年に運開後、2015 年に更新を行い、最大使用水量 2.07m ³ /s は変更せずに、最大出力を 2.9MW から 3.1MW に増加した。同発電所の洪水後の取水再開は、それまで現地での手動操作で行っていたが、省力化と増電を目的として、2016 年に、既存の取水制御システムに自動取水再開機能を付加した。これにより、河川洪水時の取水停止時間が短縮され、最大出力は変わらずに年間発電電力量が増加した。
性能の向上	
出力の増加	なし
発電電力量の増加	取水操作の改善により、年間発電電力量が増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A

プロジェクトにおける課題	
技術	取水堰堤排砂門および取水ロゲート制御の自動化
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	III-2 貯水池・発電所の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	取水制御方法の改善により、年間発電電力量が増加した。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	N/A

コード	JP114
プロジェクト名	中里発電所の運用改善
国、地域	日本、茨城県
プロジェクトの実施機関	東京発電(株)
プロジェクトの実施期間	2017
プロジェクトの種別	運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	中里発電所
河川名	里川
発電方式	水路式
運転開始年	2010
最大出力 (MW)	0.85
最大使用水量 (m ³ /s)	3.06
有効落差 (m)	34.3
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：プロジェクト後の既設の中里発電所の諸元は、運転開始年と年間発電電力量以外はプロジェクト前と同じ。取水制御の改善により、発電所の取水量が増加した。
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	2017
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	0.051
プロジェクトの概要	中里発電所は 1908 年に運開後、2010 年に更新を行い、最大使用水量 3.06m ³ /s は変更せずに、最大出力を 0.7MW から 0.85MW に増加した。発電取水量は認可最大値以下で運用しなければならない、認可最大値に対応する水路水位を超えないように取水口ゲートで取水量を調整している。従来の制御方法では、上限値と下限値に対応する水路水位の監視に基づいた一定制御を行っていたが、上限水位と下限水位の幅に余裕を持たせた設定だったため、取水堰からの溢水を許容し、発電電力量の損失が生じていた。このため、取水量制御方法を高度化し、溢水量の減少と年間発電電力量の増加を図った。
性能の向上	
出力の増加	なし

発電電力量の増加	取水操作の改善により、年間発電電力量が増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	取水ロケット制御の高度化・自動化
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	III-2 貯水池・発電所の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	取水制御方法の改善により、年間発電電力量が増加した。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 特許第 6586480 号「水量管理制御装置およびシステム」 2019 年 9 月 30 日

コード	JP115
プロジェクト名	第二上野尻発電所の新設
国、地域	日本、福島県
プロジェクトの実施機関	東北電力(株)
プロジェクトの実施期間	2002
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	-
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	-
諸元 (プロジェクト後)	注：第二上野尻発電所は、既設の上野尻発電所を增強するために新設された。
発電所名	第二上野尻発電所
河川名	阿賀野川
発電方式	ダム式
運転開始年	2002
最大出力 (MW)	13.5
最大使用水量 (m ³ /s)	100
有効落差 (m)	15.54
年間発電電力量 (GWh)	44.4
プロジェクトの概要	阿賀野川水系は、その豊富な水量と落差を最大限に利用し、発電所がカスケード状に設置されているが、開発年度の違から発電設備の規模に不均衡があった。第二上野尻発電所は、既設の上野尻発電所に隣接して、未利用の河川水を有効利用するために新設された。第二上野尻発電所はダム式発電所(最大使用水量 100m ³ /s、有効落差 15.54m、最大出力 13.5MW)で、地形的制約が小さく土木工事が少ない立軸バルブ水車を採用した。この新型水車は、他地点の河川水の有効利用と出力増強にも適用可能である。
性能の向上	
出力の増加	発電所新設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。また、下流の調整池が高水位で運転できるようになり、下流の発電所の

	発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	横軸水車に比べて、ランナ径を拡大し、羽枚数を減らした立軸バルブ水車を開発した。水車入口における吸込み渦の防止策を施した。
経済性	立軸水車の採用により、土木工事費および維持管理費が低減された。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	河川の未利用ポテンシャルの有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	上流と下流の発電所の最大使用水量を整合させることで、使用流量の不均衡を解消した。下流の調整池では高水位の運転が可能になり、発電電力量が増加した。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 電力土木, No. 286, 2000. 3 and No. 301, 2002. 9. [2] 東北電力 第二上野尻発電所の概要, https://www.tohoku-epco.co.jp/whats/news/2002/20606a.htm

コード	JP116
プロジェクト名	中津川第二発電所の増設
国、地域	日本、新潟県
プロジェクトの実施機関	東京電力(株)
プロジェクトの実施期間	2001 - 2002
プロジェクトの種別	増設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	中津川第二発電所
河川名	中津川
発電方式	ダム式
運転開始年	1994
最大出力 (MW)	20.7
最大使用水量 (m ³ /s)	13.91
有効落差 (m)	171.25
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：プロジェクト後の既設の中津川第二発電所1号機の諸元はプロジェクト前と同じ。下記は増設された2号機の諸元。
発電所名	中津川第二発電所 (2号機)
河川名	中津川
発電方式	ダム式
運転開始年	2002
最大出力 (MW)	1.8
最大使用水量 (m ³ /s)	12.66
有効落差 (m)	17.54
年間発電電力量 (GWh)	7.6
プロジェクトの概要	新潟県南部に位置する中津川第二発電所は、1922年に運転開始し、1994年に更新され、最大使用水量13.91m ³ /sで最大出力20.7MWの発電を行っていた。2001-2002年に、上流の既設の中津川第一発電所4号機の逆調整池である穴藤調整池と、その下流にある減勢池との間の未利用落差19.47mを利用して、最大出力1.8MWの中津川第二発電所2号機が増設された。中津川第一発電所1-3号機の使用水量は調整池を経由せずに直接第二発電所導水路に放流されており、導水路の直上流に位置する第二発電所増設機(2号機)は、導水路への流量を調整する役割も担っている。
性能の向上	
出力の増加	未利用ポテンシャルを利用する水車・発電機の新設によって、最大出力が増加した。

発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	
経済性	
環境保全	猛禽類に配慮して、工事に伴う騒音の低減対策を実施した。
法規制	
その他	増設工事は、既設の発電所の運転に配慮しながら行った。
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	既設の逆調整ダムにおける未利用落差・流量を有効利用した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 電力土木, No. 306, 2003. 7.

コード	JP117
プロジェクト名	湯川発電所の再開発
国、地域	日本、長野県
プロジェクトの実施機関	東京電力(株)
プロジェクトの実施期間	1994 - 1997
プロジェクトの種別	再開発
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	湯川発電所
河川名	犀川、湯川、半ノ木沢川、セパ川、倉洞沢川
発電方式	水路式
運転開始年	1928
最大出力 (MW)	6
最大使用水量 (m ³ /s)	3.45
有効落差 (m)	222.12
年間発電電力量 (GWh)	47
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	湯川発電所
河川名	犀川、湯川、半ノ木沢川、セパ川、倉洞沢川
発電方式	水路式
運転開始年	1997
最大出力 (MW)	17.4
最大使用水量 (m ³ /s)	9
有効落差 (m)	227.57
年間発電電力量 (GWh)	60
プロジェクトの概要	湯川発電所の再開発は、既設の溪流取水ダムを流用する他は導水路、発電所等を全て新設し、増取水およびセパ調整池の容量の増大により最大使用流量を 3.45m ³ /s から 9.0m ³ /s に増加させることにより、最大出力を 6MW から 17.4MW に増加させた。発電計画に当たっては、プロジェクト地域が国立公園地域に位置することから、環境に配慮し、取水ダム等既設設備を最大限利用すると共に、明かり構造物である水圧鉄管と発電所建屋は現位置でリプレースした。
性能の向上	
出力の増加	河川の未利用ポテンシャルを利用した再開発により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A

プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	森林保全、景観配慮、河川維持流量放流
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	未利用の溪流取水により最大使用水量を増加した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 電力土木, No. 258, 1995. 7.

コード	JP118
プロジェクト名	第二菽神発電所の新設
国、地域	日本、新潟県
プロジェクトの実施機関	東北電力(株)
プロジェクトの実施期間	2013 - 2016
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	-
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	-
諸元 (プロジェクト後)	注: 第二菽神発電所は、既設の菽神発電所を增強するために新設された。
発電所名	第二菽神発電所
河川名	破間川
発電方式	ダム式
運転開始年	2016
最大出力 (MW)	4.5
最大使用水量 (m ³ /s)	30
有効落差 (m)	17.85
年間発電電力量 (GWh)	18.25
プロジェクトの概要	第二菽神発電所は、既設の菽神発電所の取水ダムである菽神ダム右岸に新設されたダム式水力発電所である。菽神ダムでは、菽神発電所の最大使用水量 (30m ³ /s) が、上流に位置する黒又川第一発電所の最大使用水量 (42.4m ³ /s) より小さいことから、年間 300 日以上ダムゲートからの放流が生じていた。第二菽神発電所は、この未利用エネルギーを有効活用するものである。
性能の向上	
出力の増加	既設ダムからの溢水を有効利用する発電所の新設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A

プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	既設ダムからの無効放流の有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 東北電力(株) プレスリリース https://www.tohoku-epco.co.jp/pastnews/normal/1192130_1049.html https://www.tohoku-epco.co.jp/pastnews/normal/_icsFiles/afieldfile/2016/06/23/b1192130.pdf

コード	JP119
プロジェクト名	安曇発電所の更新
国、地域	日本、長野県
プロジェクトの実施機関	東京電力(株)
プロジェクトの実施期間	1992
プロジェクトの種別	更新 運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	安曇発電所
河川名	梓川
発電方式	ダム式 (1-2号機) 揚水式 (3-6号機)
運転開始年	1969
最大出力 (MW)	623 (211 : 自流発電、412 : 揚水発電)
最大使用水量 (m ³ /s)	540 (27 : 自流発電、413 : 揚水発電)
有効落差 (m)	135.78 : 自流発電 134.86 : 揚水発電
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注 : プロジェクト後の既設の安曇発電所の諸元は、年間発電電力量以外はプロジェクト前と同じ。水殿川からの流域変更により、発電所の取水量が増加した。
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	-
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	プロジェクト前より 12GWh 増加
プロジェクトの概要	安曇発電所は、奈川渡ダムを上池、水殿ダムを下池とする混合揚水発電所であり、ダム式発電(1-2号機 : 自流発電 211MW)とダム水路式発電(3-6号機 : 揚水発電 412MW)から成る。1992年に、水殿調整池に流入する水殿川の上流に取水口を新設し、河川水を奈川渡貯水池に流域変更した。この流域変更により、下流の水殿発電所の発電量に影響することなく、安曇発電所の自流発電の使用水量を増加させることができた。

性能の向上	
出力の増加	なし
発電電力量の増加	他流域からの引水により使用水量が増加し、年間発電電力量が増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-4 土木設備の更新 III-2 貯水池・発電所の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	他流域からの引水により使用水量を増加した。
B: 先進的または改善された方法の導入	他流域からの引水により、下流の発電所に影響を与えることなく使用水量を増加した。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] トンネル工学会発表会論文・報告書集, Vol.1, 1991.12.

コード	JP120
プロジェクト名	黒部川水系発電所の運用改善
国、地域	日本、富山県
プロジェクトの実施機関	関西電力(株)
プロジェクトの実施期間	2019 -
プロジェクトの種別	運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	黒部川水系の 12 発電所
河川名	黒部川
発電方式	-
運転開始年	1936 - 2015
最大出力 (MW)	906.7 (出力 0.5MW-335MW の 12 発電所の合計)
最大使用水量 (m ³ /s)	1.7 - 74.0
有効落差 (m)	34.5 - 545.5
年間発電電力量 (GWh)	3470 (2015-2016 年の 12 発電所合計の平均)
諸元 (プロジェクト後)	注：プロジェクト後の黒部川の既設の 12 発電所の諸元は、年間発電電力量以外はプロジェクト前と同じ。2019 年に発電所の運用の改善に関する調査と検証が行われた。
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	2019 -
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	1% (40GWh) 以上の増大が期待される。
プロジェクトの概要	既設水力発電所の運用の最適化による発電電力量の増大を目的として、気象観測・予測技術、積雪・融雪モデル、降雨流出予測モデル、情報ネットワーク技術、最適化計算手法の組合せにより、ダム流入量予測の高度化および発電所運用の最適化に取り組んだ。これらの技術を、12 の発電所が設置され、年間降水量の半分以上を降雪が占める黒部川水系をモデル地点として検証した結果、年間発電電力量を 1% (40GWh) 以上増大可能であることが示された。本技術開発は、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) の公募事業に採択され実施された。
性能の向上	
出力の増加	なし

発電電力量の増加	発電所の運用の最適化により、年間発電電力量を1% (40GWh) 以上増大可能。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	気象観測・予測技術、積雪・融雪モデル、降雨流出予測モデル、情報ネットワーク技術、最適化計算手法を組み合わせ、ダム流入量予測技術および発電所運用最適化技術の高度化を図った。
経済性	本技術開発は、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) の公募事業に採択され実施された。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	III-2 貯水池・発電所の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	水系全体の発電所群の運用の最適化により、無効放流を減らし、水資源を有効利用する。
B: 先進的または改善された方法の導入	気象観測・予測技術、積雪・融雪モデル、降雨流出予測モデル、情報ネットワーク技術、最適化計算手法を組み合わせ、ダム流入量予測技術および発電所運用最適化技術の高度化を図った。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 関西電力プレスリリース https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2018/0918_2j.html [2] 電力土木, No. 409, 2020. 9.

コード	JP121
プロジェクト名	秋葉第三発電所の新設
国、地域	日本、静岡県
プロジェクトの実施機関	電源開発(株)
プロジェクトの実施期間	1988 - 1991
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	-
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	-
諸元 (プロジェクト後)	注：秋葉第三発電所は、既設の秋葉第一、第二発電所を增強するために新設された。
発電所名	秋葉第三発電所
河川名	天竜川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1991
最大出力 (MW)	45.3 (大水車) 1.6 (小水車、河川維持流量発電)
最大使用水量 (m ³ /s)	110 (大水車) 6 (小水車)
有効落差 (m)	47.1 (大水車) 32.9 (小水車)
年間発電電力量 (GWh)	96 (大水車と小水車の合計)
プロジェクトの概要	既設秋葉ダムでは、河川流入量が第一発電所と第二発電所(いずれも 1958 年運転開始)の取水量を上回り、年間約 100 日程度溢水が発生していた。1991 年に、この溢水を発電に有効利用するために秋葉第三発電所が新設された。第三発電所の取水設備は、秋葉ダム右岸にある第一発電所取水設備と共有使用され、ダム本体コンクリートを掘削して設ける水圧鉄管を經由してダム直下の発電所に導水される。取水後は大水車 (110m ³ /s) および維持流量発電用の小水車 (6.0m ³ /s) に分水され、それぞれの水車に導水される。大水車の使用水は、延長約 3.6km の放水路トンネルを経て既設の船明調整池に放

	流される。小水車の使用水は、河川維持流量としてダム直下に放流される。
性能の向上	
出力の増加	発電所の新設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量が 96GWh 増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	ダム堤体穴あけにより取水設備を設置した。
経済性	建設費の 10%の補助金を受けた。
環境保全	河川維持流量について、経済性の観点から、河川管理者との協議において許容される範囲で最小化を図った。
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	既設ダムの溢水を発電に有効利用すると共に、河川維持流量も発電に有効利用した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 電力土木, No. 215, 1963. 7. [2] 電力土木, No. 221, 1989. 7.

コード	JP122
プロジェクト名	浅井田ダムの運用改善
国、地域	日本、岐阜県
プロジェクトの実施機関	北陸電力(株)
プロジェクトの実施期間	2019 -
プロジェクトの種別	運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	東町発電所
河川名	神通川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1942
最大出力 (MW)	32.8
最大使用水量 (m ³ /s)	47
有効落差 (m)	80.5
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注: プロジェクト後の既設の東町発電所の諸元は、年間発電電力量以外はプロジェクト前と同じ。取水ダムの運用の改善が2019年から行われている。
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	2019 -
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	約 3% (5GWh) 増加
プロジェクトの概要	水力発電所の最適運用を行うために、北陸電力(株)は JFE(株)と共同でダム流入量予測モデルを開発した。このモデルは、ダムで観測された気象・水文データの学習機能を基に構築されたもので、JFEにより開発された AI ソフトを使用している。2019 年以降、北陸電力は神通川の東町発電所 (32.8MW) の取水ダムである浅井田ダムに同モデルを導入している。モデルによるダム流入量は、従来の物理的な予測モデルより精度良く予測されることが確認された。これにより、出水後のダムからの無駄な放流を減らして貯水池水位を早期に回復することが可能になり、発電電力量が約 3% (5GWh) 増加した。
性能の向上	
出力の増加	なし

発電電力量の増加	ダム放流量の最適化により、年間発電電力量が増加した。
信頼性/柔軟性	AI 技術を使った流入量予測モデルは、ダム運用開始後の水文データ観測値のさらなる学習により、精度向上を図ることができる。
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	AI 技術を使った流入量予測モデルは、日本において多数の地点で実証されているが、水力発電貯水池への流入量予測および発電所の最適運用に適用する上では課題がある。モデルはより長期の予測の信頼性向上を図ると共に、水系全体の発電所群に適用できるようにする必要がある。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	III-2 貯水池・発電所の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	ダム放流量の最適化により、年間発生電力量が増加した。
B: 先進的または改善された方法の導入	AI 技術を使った高精度の流入量予測による水力発電ダム運用の最適化と発電電力量の増加
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] 北陸電力・JFE エンジニアリング: ニュースリリース, 2020 年 6 月 12 日. http://www.rikuden.co.jp/press/attach/200612001.pdf [2] JFE Engineering Corporation: Real-time Flood Forecasting System Using AI Technology “WinmuSe(R) Caesar”, Feb. 2011. https://www.jfe-steel.co.jp/research/giho/027/pdf/027-20-2.pdf [3] 電力土木, No. 422, 2022. 11.

コード	LA101
プロジェクト名	Nam Ngum 第一発電所の増設
国、地域	ラオス、Vientiane 県
プロジェクトの実施機関	ラオス電力庁 (Électricité du Laos)
プロジェクトの実施期間	2017 - 2021
プロジェクトの種別	増設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Nam Ngum 第一発電所
河川名	Nam Ngum 川
発電方式	ダム式
運転開始年	1971
最大出力 (MW)	155
最大使用水量 (m ³ /s)	462.1
有効落差 (m)	37
年間発電電力量 (GWh)	NA
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Nam Ngum 第一発電所
河川名	Nam Ngum 川
発電方式	ダム式
運転開始年	2021
最大出力 (MW)	195
最大使用水量 (m ³ /s)	573.3
有効落差 (m)	40
年間発電電力量 (GWh)	NA
プロジェクトの概要	ラオスの急増する電力需要を賄うため、既設の Nam Ngum 第一発電所に新たに 40MW のユニットを増設した。増設工事はコンクリート重力ダム堤体の穴開けにより取水設備を設置すると共に、拡張された発電所内に追加ユニットが設置された。増設によりピーク供給力が高められ、発電所の信頼性・柔軟性が向上した。
性能の向上	
出力の増加	水車発電機の増設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	なし
信頼性/柔軟性	ピーク供給力が増大した。
その他	NA
プロジェクトにおける課題	
技術	重力コンクリートダム堤体の穴あけ工事により、取水設備と水圧管路を設置した。

経済性	NA
環境保全	NA
法規制	NA
その他	NA
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-2 未利用ポテンシャルを利用しない開発
要件 A: 水資源の有効利用	NA
B: 先進的または改善された方法の導入	NA
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	ピーク供給力の増強により、市場のニーズに対応し、発電所の信頼性・柔軟性が向上した。
その他	NA
参考文献	[1] 電力土木, No. 391, 2017. 9.

コード	PH101
プロジェクト名	Maris Main Canal 第一発電所の新設
国、地域	フィリピン、Isabela 州
プロジェクトの実施機関	SN Aboitiz Power-Magat, Inc.
プロジェクトの実施期間	2016 - 2017
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	-
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	-
諸元 (プロジェクト後)	注: Maris Main Canal 第一発電所は、既設の Magat 発電所の逆調整池を利用して新設された。
発電所名	Maris Main Canal 第一発電所
河川名	Maris 川
発電方式	ダム式
運転開始年	2017
最大出力 (MW)	8.5
最大使用水量 (m ³ /s)	NA
有効落差 (m)	12.05
年間発電電力量 (GWh)	45
プロジェクトの概要	Maris Main Canal 第一発電所は、既設の Magat 発電所の逆調整池である Maris ダムに新設された。Magat 発電所からの発電放流水と、Maris ダムと灌漑用水路間の未利用落差を利用し、4.25MW のカプラン水車 2 台を設置した。
性能の向上	
出力の増加	発電所の新設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	NA
その他	NA
プロジェクトにおける課題	
技術	NA
経済性	NA

環境保全	NA
法規制	NA
その他	NA
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	既設の逆調整池ダムにおける未利用の流量と落差を有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	NA
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	NA
その他	NA
参考文献	[1] SN Power Maris Canal https://www.snpower.com/our-markets/philippines/maris-canal/ [2] Aboitiz Power 2017 https://abotizpower.com/history/2017/

コード	VN101
プロジェクト名	Thac Mo 発電所の増設
国、地域	ベトナム、Binh Phouc 省
プロジェクトの実施機関	ベトナム電力公社 (Vietnam Electricity)
プロジェクトの実施期間	2006 - 2014
プロジェクトの種別	増設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Thac Mo 発電所
河川名	Be 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1995
最大出力 (MW)	150
最大使用水量 (m ³ /s)	186
有効落差 (m)	90
年間発電電力量 (GWh)	689
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Thac Mo 発電所
河川名	Be 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	2014
最大出力 (MW)	225
最大使用水量 (m ³ /s)	279
有効落差 (m)	90
年間発電電力量 (GWh)	741
プロジェクトの概要	ベトナムの Thac Mo 発電所は、1995 年に竣工し、150MW の出力で運転していたが、計画時のダム流入量の予測値よりも実績値の方が大きかった。そこで、ダム以外の土木設備 (取水路、取水口、水圧鉄管、発電所、放水庭) を建設して、75MW の増設を行った。
性能の向上	
出力の増加	増設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	NA
その他	NA
プロジェクトにおける課題	
技術	NA
経済性	NA
環境保全	NA

法規制	NA
その他	NA
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	既設の取水ダムにおける未利用流入量の有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	NA
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	NA
その他	NA
参考文献	[1] 電力土木, No. 382, 2016. 3, No. 388, 2017. 3, No. 393, 2018. 1.

コード	AS101
プロジェクト名	Obervermuntwerk II 揚水発電所の新設
国、地域	オーストリア、Vorarlberg 州、Gaschurn
プロジェクトの実施機関	Illwerke Vkw AG
プロジェクトの実施期間	2014 - 2019
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Obervermuntwerk I 発電所
河川名	N/A
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1943
最大出力 (MW)	30
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	291
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：既設の Obervermuntwerk I 発電所の諸元はプロジェクト前と同じ
発電所名	Obervermuntwerk II 揚水発電所
河川名	N/A
発電方式	揚水式
運転開始年	2019
最大出力 (MW)	360
最大使用水量 (m ³ /s)	150
有効落差 (m)	291
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	Obervermuntwerk II はオーストリア西部の Gaschurn にある揚水発電所で、Silvretta 湖と Vermunt 湖の間の落差を利用している。Silvretta 湖には貯水池式発電所である Obervermuntwerk I 発電所が建設されている。新たに建設された発電所と水路は、景観保護のため地下に設置されている。既設の発電所の水圧鉄管は地上に設置されていたが、今回の工事を機に地中化され、揚水発電機が使用する水圧鉄管に接続された。揚水発電所の新設により、ピーク供給力の増強、電力システムの安定化の役割が期待されている。
性能の向上	
出力の増加	揚水発電所の新設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	なし
信頼性/柔軟性	揚水発電所の新設により、発電所の運用の信頼性・柔軟性が

	向上した。
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	新設された揚水発電所は、水車＋クラッチ＋発電機／電動機＋トルクコンバーター＋ポンプを同一軸で連結したターナリー方式であり、水路短絡運用 (Hydraulic Short Circuit) によりポンプ揚水モードから発電モードへ、またその逆のモード切替えをスムーズに行うことができ、電力系統の安定化が図れる。
経済性	N/A
環境保全	新しい水路と発電所建屋は、景観保全のため地下に建設された。
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-2 未利用ポテンシャルを利用しない開発
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	揚水発電所の新設によって、ピーク供給力の増強、電力系統の安定化が図られ、市場ニーズに対する信頼性・柔軟性が向上した。
その他	N/A
参考文献	[1] illwerke vkw https://www.illwerkevkw.at/obervermuntwerk-ii.htm

コード	AU01
プロジェクト名	Poatina 発電所の更新
国、地域	オーストラリア、Tasmania 州
プロジェクトの実施機関	Hydro Tasmania
プロジェクトの実施期間	2006 - 2010
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Poatina 発電所
河川名	Great Lake
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1965
最大出力 (MW)	360
最大使用水量 (m ³ /s)	50
有効落差 (m)	820
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Poatina 発電所
河川名	Great Lake
発電方式	ダム水路式
運転開始年	2010
最大出力 (MW)	372
最大使用水量 (m ³ /s)	50
有効落差 (m)	820
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	Hydro Tasmania は、Poatina 発電所の更新により、発電効率向上とプラントの大幅な能力向上 (起動時信頼性 98% と利用率 95% の達成) を図った。これにより、最大使用水量を増加せずに最大出力を 12MW (4MW/台 × 3 台) 増加すると共に、制御装置の更新により周波数制御機能の向上を図り、発電所の信頼性、柔軟性を向上させた。
性能の向上	
出力の増加	水車発電機の更新により、最大使用水量を増加せずに最大出力を増加させた。
発電電力量の増加	なし
信頼性/柔軟性	制御装置の更新により、周波数制御アンシラリーサービスを提供できるようになった。
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	

技術	水車入口弁の制御・保護システムを改良し、水圧鉄管の深刻な水圧脈動リスクを低減した。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-3 新たな機能を付加する電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	制御装置の更新により、周波数制御機能の向上を図り、発電所の信頼性、柔軟性を向上させた。
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Au. 01_Poatina https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol12_Case_History_English(409-598).pdf

コード	AU102
プロジェクト名	Tods Corner 発電所の新設
国、地域	オーストラリア、Tasmania 州
プロジェクトの実施機関	Hydro Tasmania
プロジェクトの実施期間	1966
プロジェクトの種別	新設
諸元（プロジェクト前）	
発電所名	－
河川名	－
発電方式	－
運転開始年	－
最大出力（MW）	－
最大使用水量（m ³ /s）	－
有効落差（m）	－
年間発電電力量（GWh）	－
諸元（プロジェクト後）	注：Tods Corner 発電所は、既設水路の未利用ポテンシャルを利用して新設された。
発電所名	Tods Corner 発電所
河川名	N/A
発電方式	水路式
運転開始年	1966
最大出力（MW）	1.7
最大使用水量（m ³ /s）	N/A
有効落差（m）	41
年間発電電力量（GWh）	8
プロジェクトの概要	Arthurs Lake は、灌漑用水供給を目的として 1920 年代に建設されたが、一部の水は Arthurs Lake ポンプ場で 140m の高さに揚水され、長さ 5 km の開水路を通してタスマニア州最大の Great Lake へ導水され、発電利用されている。Tods Corner 発電所は、この導水路における未利用落差を利用した小水力発電所 (1.7MW) で、ポンプ揚水のエネルギー消費の一部を回収する狙いがある。
性能の向上	
出力の増加	発電所の新設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	最大出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	

技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	Arthurs Lake からポンプ揚水され、Great Lake に送られる導水路における未利用ポテンシャルを小水力発電に有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] Hydropower & Dams Issue Three, 2003 [2] The power of nature, Hydro Tasmania

コード	BR01
プロジェクト名	Estreito 発電所の更新
国、地域	ブラジル、São Paulo 州、Pedregulho
プロジェクトの実施機関	ELETROBRAS FURNAS
プロジェクトの実施期間	2007 - 2012
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Estreito 発電所
河川名	Tocantins 川
発電方式	ダム式
運転開始年	1969
最大出力 (MW)	1,050
最大使用水量 (m ³ /s)	306.6
有効落差 (m)	65
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：既設の Estreito 発電所の諸元はプロジェクト前と同じ
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	-
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	ブラジルの FURNAS は、Estreito 発電所のユニットと補助系に劣化と経年化による不具合が再発したため、2007-2012 年に改修を行った。フランシス水車羽根のキャビテーションの修理のために、新素材と修理プロセスを研究し、「Cavitalloy」材料による修理を実施した。「Cavitalloy」材料を適用するコストは、従来使用されていたステンレス鋼より 30%高かったが、キャビテーション耐性が向上し、保守費用が低減することにより、ユニットの性能が向上すると予想された。また、電力システムの安定化のため、ユニットが同期調相機として動作するように、ドラフトチューブの水位を低くする「加圧空気系」を実装した。
性能の向上	
出力の増加	なし
発電電力量の増加	なし

信頼性/柔軟性	ユニットを同期調相機として動作させるための「加圧空気系」の実装により、発電所の信頼性、柔軟性が向上した。
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	ステンレス鋼に代わるキャビテーション補修の新素材「Cavitalloy」を採用した。また、「加圧空気系」の導入により、水車が無拘束速度モードで動作することがなくなり、キャビテーションが軽減された。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の類型	I-1 取水量・落差を変更しない電気機械設備の更新 I-3 新たな機能を付加する電気機械設備の更新
要件A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	ステンレス鋼に代わるキャビテーション補修の新素材「Cavitalloy」を採用した。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	電力システムの安定化のため、ユニットが同期調相機として動作するように、ドラフトチューブの水位を低くする「加圧空気系」を実装した。
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Br. 01_Estreito https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol2_Case_History_English(409-598).pdf

コード	CA101
プロジェクト名	London Street 発電所の増設
国、地域	カナダ、Ontario 州
プロジェクトの実施機関	Peterborough Utilities Inc.
プロジェクトの実施期間	2014 - 2016
プロジェクトの種別	増設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	London Street 発電所
河川名	Otonabee 川
発電方式	ダム式
運転開始年	1921
最大出力 (MW)	4
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	London Street 発電所
河川名	Otonabee 川
発電方式	ダム式
運転開始年	2016
最大出力 (MW)	10
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	16 (増加分)
プロジェクトの概要	London Street 発電所は、3 台のフランシス水車による合計出力 4MW の発電所として 1921 年に建設された。Peterborough Utilities Inc. は 1975 年に設備を取得し、取水ダムからの未利用の溢水を有効利用して、2016 年に既設設備に隣接して 2 台のカプラン水車による合計出力 6MW の増設を行った。これにより、年間発電電力量は 16GWh 増加した。
性能の向上	
出力の増加	増設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	Feed-in-tariff が適用された。

環境保全	発電所が立地する島での増設工事は、鳥の営巣活動を考慮して行われ、樹木の除去は営巣活動記録を基に適切なタイミングが決定された。
法規制	
その他	
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	既設発電所の取水ダムにおける未利用ポテンシャルの有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] London Street Generating Station Expansion https://pub-peterborough.escribemeetings.com/filestream.ashx?DocumentId=19178

コード	C0101
プロジェクト名	Salvajina 発電所の更新
国、地域	コロンビア、Cauca 県
プロジェクトの実施機関	Celsia S.A. E. S. P.
プロジェクトの実施期間	2017
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Salvajina 発電所
河川名	Cauca 川
発電方式	ダム式
運転開始年	1985
最大出力 (MW)	285
最大使用水量 (m ³ /s)	300
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Salvajina 発電所
河川名	Cauca 川
発電方式	ダム式
運転開始年	2017
最大出力 (MW)	315
最大使用水量 (m ³ /s)	350
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	コロンビアの Salvajina 水力発電所 1 号機の老朽化に伴い、2017 年に最大使用水量と最大出力を増加する更新を行った。既存の水車は過負荷運転を考慮した設計になっていたが、発電機と変圧器の容量が不十分だった。また、発電機の老朽化による地絡故障の回数も増えていた。このため、発電機、励磁装置、変圧器の更新を行った。
性能の向上	
出力の増加	更新により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	N/A

環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	最大使用水量の増加により、河川の未利用ポテンシャルを有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] Repotenciación de la Unidad 1 de la central hidráulica Salvajina de la empresa Celsia E.S.P. https://educacion.aciem.org/CIMGA/2018/Trabajos/2018-063%20TRA_COL_L_ARBOLEDA_CIMGA2018.pdf

コード	FI01
プロジェクト名	Pirttikoski 発電所の更新
国、地域	フィンランド、Lappi 県、Rovaniemi 郡
プロジェクトの実施機関	Kemijoki Oy
プロジェクトの実施期間	2009 - 2010
プロジェクトの種別	更新 運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Pirttikoski 発電所
河川名	Kemijoki 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1956
最大出力 (MW)	110
最大使用水量 (m ³ /s)	750
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	551
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Pirttikoski 発電所
河川名	Kemijoki 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	2010
最大出力 (MW)	152
最大使用水量 (m ³ /s)	1050
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	581
プロジェクトの概要	Kemijoki 川の発電所群は、互いに緊密に連携して運転されている。Pirttikoski 発電所はその1つであり、1959年に建設された。発電所群の更新は1996年に開始され、Pirttikoski 発電所では2009-2010年に更新が行われた。水車の最大使用水量を増加し、最大出力を大幅に増加させ、周波数制御予備力の向上も行われ、水系運用の改善、発電所運転の最適化につながった。
性能の向上	
出力の増加	更新・増強により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	周波数調整能力が向上した。
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	

技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	水車のランナーハブに環境負荷の小さいオイルフリータイプを採用した。
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新 I-3 新たな機能を付加する電気機械設備の更新 III-2 貯水池・発電所の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	最大使用水量を増加する更新・増強により、河川の未利用ポテンシャルを有効利用した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	電力システムを安定化させる周波数調整能力の増大により、信頼性・柔軟性が向上した。
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Fi.01_Pirttikoski https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol2_Case_History_English(409-598).pdf

コード	FR01
プロジェクト名	Sisteron 発電所の更新
国、地域	フランス、Alpes-de-Haute-Provence 県
プロジェクトの実施機関	Electricité de France (EDF)
プロジェクトの実施期間	2011 - 2014
プロジェクトの種別	更新 運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Sisteron 発電所
河川名	Durance 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1975
最大出力 (MW)	244
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	110
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：既設の Sisteron 発電所の諸元は、年間発電電力量以外はプロジェクト前と同じ。
発電所名	Sisteron 発電所
河川名	Durance 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	2014
最大出力 (MW)	244
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	110
年間発電電力量 (GWh)	11.7 (増加分)
プロジェクトの概要	フランス南東部の Durance 川にある Sisteron 発電所は、1975 年に運転を開始し、フランス水車 2 台合計 244MW の出力を有する。35 年を経過して、発電機器に慢性的な重大な問題の兆候が見られ、運転は次第に制限的になりリスクが大きくなっていった。運転を確実にを行うために、2009-2014 年に全体的な改修が行われた。CFD 解析により新ランナを設計すると共に、水車発電機の主軸に設けた空気孔からランナに給気するシステムの設置により、水車運転範囲が拡大され、発電電力量が増加した。
性能の向上	
出力の増加	なし
発電電力量の増加	更新により、年間発電電力量が増加した。

信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	水車発電機主軸に設けた空気孔からランナへの給気システムにより、部分負荷運転時のドラフトチューブの圧力変動を減らし、水車の運転範囲を拡大した。
経済性	建設期間中の減電量を最小化するため、現地工事が短期間で行えるように管理した。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の類型	I-1 取水量・落差を変更しない電気機械設備の更新 III-1 電気機械設備の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	CFD 解析により新ランナを設計すると共に、水車発電機の主軸に設けた空気孔からランナに給気するシステムの設置により、水車運転範囲が拡大され、発電電力量が増加した。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History FR01: Sisteron https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol12_Case_History_English(409-598).pdf

コード	FR101
プロジェクト名	Mathay 発電所の増設
国、地域	フランス、Bourgogne-Franche-Comté 地域圏
プロジェクトの実施機関	Hydrocop
プロジェクトの実施期間	2018 - 2019
プロジェクトの種別	増設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Mathay 発電所
河川名	Doubs 川
発電方式	ダム式
運転開始年	1912
最大出力 (MW)	1
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	4.8
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Mathay 発電所
河川名	Doubs 川
発電方式	ダム式
運転開始年	2019
最大出力 (MW)	1.5
最大使用水量 (m ³ /s)	15.8 (増設ユニット)
有効落差 (m)	4.0 (増設ユニット)
年間発電電力量 (GWh)	6.1
プロジェクトの概要	Mathay 発電所は 1912 年に運転開始し、現在までに何度も補修、改造を行ってきた。2019 年に、既設の取水ダムに魚道と共に新たに 500kW の水車発電機を設置し、発電電力量の増加を図った。
性能の向上	
出力の増加	既設発電所の魚道を利用した増設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	魚道内に低落差水車を設置
経済性	N/A

環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	魚道における未利用ポテンシャルの有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	<p>[1] Hydrocop_Augmentation de puissance centrale de Mathay et confortement du barrage. http://www.hydrocop.fr/m-120-augmentation-de-puissance-centrale-de-mathay-et-confortement-du-barrage-25-mathay-.html</p> <p>[2] MJ2 Technologies News Letter No. 72 May 2019 http://www.vlh-turbine.com/wp-content/uploads/2019/06/17NL_interattivo_72dpi.pdf</p>

コード	IC101
プロジェクト名	Búrfell 発電所の更新
国、地域	アイスランド、Búrfellsstöð (南部)
プロジェクトの実施機関	Landsvirkjun
プロジェクトの実施期間	1997 - 1999
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Búrfell 発電所
河川名	Thjórsá 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1972
最大出力 (MW)	210
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	115
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Búrfell 発電所
河川名	Thjórsá 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1999
最大出力 (MW)	270
最大使用水量 (m ³ /s)	260
有効落差 (m)	115
年間発電電力量 (GWh)	2300
プロジェクトの概要	Búrfell 発電所はアイスランド南部に位置し、1972 年に出力 210MW(フランス水車 6 台)で運転開始した。全ての水車は 1997-1998 年に更新され、取水貯水池への氷の流入量の低減と最大使用水量の増加により、合計出力が 60MW 増加した。
性能の向上	
出力の増加	既設発電所の更新により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A

その他	貯水池への氷の流入防止
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	取水貯水池への氷の流入量の低減と最大使用水量の増加により、河川の未利用ポテンシャルを有効利用。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] Búrfell Power Station https://www.landsvirkjun.com/company/powerstations/burfellpowerstation [2] Búrfell Hydropower Station https://www.landsvirkjun.com/media/enska/operations/Additional%20Information.pdf

コード	IC102
プロジェクト名	Búrfell II 発電所の新設
国、地域	アイスランド、Búrfellsstöð（南部）
プロジェクトの実施機関	Landsvirkjun
プロジェクトの実施期間	2016 - 2018
プロジェクトの種別	新設
諸元（プロジェクト前）	
発電所名	Búrfell 発電所
河川名	Thjórsá 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1999
最大出力（MW）	270
最大使用水量（m ³ /s）	260
有効落差（m）	115
年間発電電力量（GWh）	2300
諸元（プロジェクト後）	注：既設の Búrfell 発電所の諸元はプロジェクト前と同じ。
発電所名	Búrfell II 発電所
河川名	Thjórsá 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	2018
最大出力（MW）	100
最大使用水量（m ³ /s）	92
有効落差（m）	120.7
年間発電電力量（GWh）	300
プロジェクトの概要	アイスランド南部に位置する Búrfell 発電所は、1972 年に運転開始し、1999 年に最大使用水量を 260m ³ /s に増加して、総出力 270MW に増強した。しかし、増強後も河川流入量は最大使用水量を上回ったため、取水ダムにおける未利用の河川流量を有効利用するために、2018 年に新たに出力 100MW の Búrfell II 発電所を建設した。
性能の向上	
出力の増加	発電所の新設により、既設を含む最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	N/A

環境保全	環境影響を最小化するため、発電所を地下に建設した。
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	既設取水ダムにおける未利用ポテンシャルを発電所の新設により有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] Búrfell II Power Station https://www.landsvirkjun.com/company/powerstations/burfell-ii-power-station/ [2] Andritz News on HPP Búrfell, Iceland https://www.andritz.com/hydro-en/hydronews/hy-hydro-news-30/hy-news-30-12-burfell-extension-iceland-hydro/pac-received-hpp-burfell

コード	LX101
プロジェクト名	Vianden 揚水発電所の増設
国、地域	ルクセンブルク、Vianden 郡
プロジェクトの実施機関	Societe Electrique de l'Our
プロジェクトの実施期間	2010 - 2014
プロジェクトの種別	増設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Vianden 揚水発電所
河川名	Our 川
発電方式	揚水式
運転開始年	1962
最大出力 (MW)	1096
最大使用水量 (m ³ /s)	432.5
有効落差 (m)	280
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Vianden 揚水発電所
河川名	Our 川
発電方式	揚水式
運転開始年	2014
最大出力 (MW)	1291
最大使用水量 (m ³ /s)	510.7
有効落差 (m)	280
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	ルクセンブルクの Vianden 郡に位置する Vianden 揚水発電所は、ピーク発電用として、1964 年に 9 台合計出力 900MW で運転開始した。1976 年に出力 196MW の 10 台目が増設され、さらにピーク需要の増大に対応するために、2015 年に既設の上部・下部貯水池の容量を 500,000m ³ 増加させて、出力 195MW の 11 台目が増設された。
性能の向上	
出力の増加	既設発電所の増設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	なし
信頼性/柔軟性	ピーク供給力の増大により、発電所の信頼性・柔軟性が向上した。
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A

経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-2 未利用ポテンシャルを利用しない開発
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	ピーク供給力の増大により、発電所の信頼性・柔軟性が向上した。
その他	
参考文献	<p>[1] Societe electrique de l'Our http://www.seo.lu/fr/Activites-principales/PSW-Vianden/Installations</p> <p>[2] Pumped-storage power plant, Vianden https://benelux.rwe.com/en/locations/vianden-pumped-storage-power-plant/</p>

コード	MW101
プロジェクト名	Tedzani IV 発電所の新設
国、地域	マラウイ、Blantyre 県
プロジェクトの実施機関	Electricity Generation Company Malawi Limited
プロジェクトの実施期間	2014 - 2021
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	-
河川名	-
発電方式	-
運転開始年	-
最大出力 (MW)	-
最大使用水量 (m ³ /s)	-
有効落差 (m)	-
年間発電電力量 (GWh)	-
諸元 (プロジェクト後)	注 : Tedzani IV 発電所は、既設ダムの未利用ポテンシャルを利用して新設された。
発電所名	Tedzani IV 発電所
河川名	Shire 川
発電方式	水路式
運転開始年	2021
最大出力 (MW)	19
最大使用水量 (m ³ /s)	58.5
有効落差 (m)	37
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	マラウイの Shire 川では、1973 年に出力 20MW の Tedzani I 発電所が建設されて以降、水力開発が継続して実施されてきた。2021 年に、既設発電所の取水ダムの溢水を利用して、出力 18MW の Tedzani IV 発電所が新設された。
性能の向上	
出力の増加	発電所の新設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	本プロジェクトは、日本の国際協力機構 (JICA) とマラウイ政

	府の資金協力を受けた。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	既設ダムにおける未利用ポテンシャルを発電所の新設により有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] JICA ODA, The Project for Expansion of Tedzani Electricity Hydropower Station https://www.jica.go.jp/oda/project/1460570/index.html

コード	NW01
プロジェクト名	Embretsfoss IV 発電所の再開発
国、地域	ノルウェー、Buskerud 県
プロジェクトの実施機関	EB Kraftproduksjon AS
プロジェクトの実施期間	2010 - 2013
プロジェクトの種別	再開発
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Embretsfoss II 発電所
河川名	Drammen 川
発電方式	ダム式
運転開始年	1921 (2013 年に廃止)
最大出力 (MW)	9
最大使用水量 (m ³ /s)	75
有効落差 (m)	16.3
年間発電電力量 (GWh)	110
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Embretsfoss IV 発電所
河川名	Drammen 川
発電方式	ダム式
運転開始年	2013
最大出力 (MW)	52.5
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	16.3
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	ノルウェーの Embretsfoss 瀑布には、同じ取水池と約 16m の落差を共に利用する 2 ヶ所の発電所 (Embretsfoss II および Embretsfoss III) がある。川を横断するダムが落差を増加させ、小規模な取水池を形成している。1921 年に運転開始した Embretsfoss II は、土木構造物が老朽化で不適格な状態に近く、機械・電気設備は劣化して効率が低下していた。一方、1954 年から運転している Embretsfoss III は、安定した運転と十分な発電量を維持していた。そのため、発電所の所有者は、Embretsfoss II に代わり新たに Embretsfoss IV の建設を決定し、未利用の水資源を利用して出力を増強した。Embretsfoss III は、引き続き運転を継続することとした。
性能の向上	
出力の増加	古い発電所を廃止し、未利用の水資源を有効利用する再開発により、最大出力が増加した。

発電電力量の増加	出力の増加に伴い、発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	既設の 2 発電所の運転と並行して、新しい発電所 (Embretsfoss IV) の建設を行った。
経済性	経済性を確保するため、河川水の有効利用が求められた。また、ノルウェー・スウェーデン電力証書市場が導入され、新規の再生可能エネルギー発電開発への投資が促進された。
環境保全	景観と魚類の保全が行われた。魚類に関しては、十分な魚道を確保することで状況が改善された。
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	古い発電所を廃止し、未利用ポテンシャルを有効利用する新しい発電所を建設した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Nw.01_Embretsfoss #4 https://www.ieahydro.org/media/860db877/Vol2_Case_History_English(207-408).pdf

コード	NW02
プロジェクト名	Hemsil II 発電所の更新
国、地域	ノルウェー、Buskerud 県
プロジェクトの実施機関	E-CO Energi AS
プロジェクトの実施期間	2005 - 2006
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Hemsil II 発電所
河川名	Hemsil 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1959
最大出力 (MW)	82
最大使用水量 (m ³ /s)	28
有効落差 (m)	370
年間発電電力量 (GWh)	503
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Hemsil II 発電所
河川名	Hemsil 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	2006
最大出力 (MW)	98
最大使用水量 (m ³ /s)	31
有効落差 (m)	370
年間発電電力量 (GWh)	537
プロジェクトの概要	Hemsil II 発電所の水車・発電機の老朽化に伴い、更新・増強を行った。更新による効率向上だけでなく、最大使用水量を 3m ³ /s 増加することで出力を増加した。この増加は環境にほとんど影響を与えないため、既存の許可の範囲内で実施された。更新後、年間発電電力量は 503GWh から 537GWh に増加した。
性能の向上	
出力の増加	更新による効率の向上と最大使用水量の増加により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A

経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	最大使用水量の増加は、環境影響を考慮して、既存の許可の範囲内で実施した。
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	既設発電所の更新・増強による未利用ポテンシャルの有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Nw.02_Hemsil #2 https://www.ieahydro.org/media/860db877/Vol2_Case_History_English(207-408).pdf

コード	NW03
プロジェクト名	Hemsil III 発電所の新設
国、地域	ノルウェー、Buskerud 県
プロジェクトの実施機関	E-CO Energi AS
プロジェクトの実施期間	2016 - 2019
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Hemsil II 発電所
河川名	Hemsil 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	2006
最大出力 (MW)	98
最大使用水量 (m ³ /s)	31
有効落差 (m)	370
年間発電電力量 (GWh)	537
諸元 (プロジェクト後)	注: 既設の Hemsil II 発電所の諸元はプロジェクト前と同じ。既設発電所を增強するため Hemsil III 発電所が新設された。
発電所名	Hemsil III 発電所
河川名	Hemsil 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	2019
最大出力 (MW)	83
最大使用水量 (m ³ /s)	25
有効落差 (m)	370
年間発電電力量 (GWh)	91
プロジェクトの概要	Hemsil II 発電所は 55-60 年前に建設されたが、最大使用水量と設備の規模が河川流入量に対して過小だった。このため、Hemsil II の增強計画 (Hemsil III と呼ばれる) が、過去数十年かけて検討されてきたが、ノルウェー・スウェーデン電力証書市場の実現により、增強計画の採算性が高まった。このため、E-CO Energi は、2011 年に本格的に計画を開始し、既設発電所の近くに並列に水路と発電所を新設した。これにより、最大出力が 98MW から 181MW に増加し、年間発電電力量も 537GWh から 628GWh に増加した。
性能の向上	
出力の増加	発電所の新設により、既設を含む最大出力が 98MW から 181MW に増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量が 91GWh 増加した。

信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	計画段階では採算性が低いことが課題だったが、2012年にノルウェー・スウェーデン電力証書市場が導入されたことで解決した。
環境保全	環境影響評価の結果、河川維持流量を夏季に 0.2m ³ /s、冬季に 0.05m ³ /s 放流することになった。
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	既設発電所の増強によって未利用の流量を有効利用し、最大使用水量と最大出力を増加し、設備利用率を向上させた。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Nw.03_Hemsil #3 https://www.ieahydro.org/media/860db877/Vol2_Case_History_English(207-408).pdf

コード	NW04
プロジェクト名	Hol I 発電所の更新
国、地域	ノルウェー、Buskerud 県
プロジェクトの実施機関	E-CO Energi AS
プロジェクトの実施期間	2009 - 2012
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Hol 1 発電所
河川名	Votna 川、Urunda 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1・2号機：1949、3号機：1955、4号機：1956
最大出力 (MW)	186MW (1・2号機：各 44MW、3・4号機：各 49MW)
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	1・2号機：385m、3・4号機：350m
年間発電電力量 (GWh)	754
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Hol 1 発電所
河川名	Votna 川、Urunda 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1号機：2009、4号機：2010、2号機：2011、3号機：2012
最大出力 (MW)	220MW (1・2号機：各 57MW、3・4号機：各 53MW)
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	1・2号機：395m、3・4号機：355m
年間発電電力量 (GWh)	774
プロジェクトの概要	Hol I 発電所は4台の設備で構成され、1号機と2号機はVotna 川の Varaldsetvatn 瀑布の落差を利用し、3号機と4号機はUrunda 川の Strandavatn 瀑布の落差を利用する。最初の2台は1949年に運転開始し、3号機と4号機はそれぞれ1955年と1956年に運転開始した。電気設備の経年化と老朽化により、E-CO Energi は設備の全面的な更新を決定した。更新の目的は、新しい水車の最大使用水量の増加および効率の向上により、年間発電電力量を増加させることであった。
性能の向上	
出力の増加	更新による使用水量の増加と効率向上により、最大出力が186MW から 220MW に増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量が 20GWh 増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A

プロジェクトにおける課題	
技術	1号機と2号機の更新後、想定外の騒音が発生し、共振により水圧管路内に伝わった。騒音レベルを下げる対策として、水車ブレードの切断や水圧管路の隔離等を行った。
経済性	ノルウェー政府が、既存の水力発電所の改修による再生可能エネルギー発電の増加を優先目標としたことにより、発電所の更新が促進された。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	既設発電所の更新による最大使用水量の増加と水車効率の向上により、未利用ポテンシャルを有効利用した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Nw.04_Hol 1 https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol2_Case_History_English(409-598).pdf

コード	NW05
プロジェクト名	Hunsfos East 発電所の再開発
国、地域	ノルウェー、Vest-Agder 県
プロジェクトの実施機関	Agder Energi Hydro Production
プロジェクトの実施期間	2005 - 2008
プロジェクトの種別	再開発
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Hunsfos West 発電所
河川名	Otra 川
発電方式	水路式
運転開始年	1号機: 1926、2号機: 1964
最大出力 (MW)	15.5MW (1号機: 3MW、2号機: 12.5MW)
最大使用水量 (m ³ /s)	130
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	80
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Hunsfos West 発電所
河川名	Otra 川
発電方式	水路式
運転開始年	2号機: 1964 (1号機は2008年に廃止)
最大出力 (MW)	12.5MW
最大使用水量 (m ³ /s)	110
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	N/A
発電所名	Hunsfos East 発電所
河川名	Otra 川
発電方式	水路式
運転開始年	2008
最大出力 (MW)	15
最大使用水量 (m ³ /s)	120
有効落差 (m)	14
年間発電電力量 (GWh)	145 (Hunsfos West と Hunsfos East の合計)
プロジェクトの概要	Hunsfos West 発電所(出力 15.5MW、流れ込み式)は、ノルウェー南部の Otra 川の Hunsfos にある小さな島の西側の河川において 1926 年に運転開始した。2008 年に、同発電所の 3MW の古い小型ユニットが性能低下のために撤去され、新たに出力 15MW の Hunsfos East 発電所が島の東側の河川に建設され

	た。2つの発電所は、取水用の貯水池を共有する。再開発により、河川水がより効率的に発電利用できるようになった。
性能の向上	
出力の増加	再開発により、最大総出力が 15.5MW から 27.5MW に増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量が 65GWh 増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	建設中の主な課題は河川流量の制御であり、建設期間中は Otra 川の全流量を西側の河川に分流する必要があった。
経済性	ノルウェー政府が、既設の水力発電所の改修による再生可能エネルギー発電の増加を優先目標としたことにより、発電所の再開発が促進された。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	再開発による発電所の新設により河川の未利用ポテンシャルが有効利用され、使用水量の増加により最大総出力と年間発電電力量が増加した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Nw.05_Hunsfos East https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol2_Case_History_English(409-598).pdf

コード	NW06
プロジェクト名	Iveland II 発電所の新設
国、地域	ノルウェー、Aust-Agder 県
プロジェクトの実施機関	Agder Energi Hydro Production
プロジェクトの実施期間	2013 - 2016
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Iveland I 発電所
河川名	Otra 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1945
最大出力 (MW)	45
最大使用水量 (m ³ /s)	116
有効落差 (m)	50
年間発電電力量 (GWh)	350
諸元 (プロジェクト後)	注: 既設の Iveland I 発電所の諸元はプロジェクト前と同じ。
発電所名	Iveland II 発電所
河川名	Otra 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	2016
最大出力 (MW)	45
最大使用水量 (m ³ /s)	100
有効落差 (m)	50
年間発電電力量 (GWh)	150
プロジェクトの概要	Iveland I 発電所は、ノルウェー南部の Otra 川で 1945 年に出力 45MW で運転開始したが、河川流量に対して発電使用水量が少なかった。そこで、2016年に新たに出力45MWの Iveland II 発電所が建設された。2つの発電所は同じ取水ダムを利用する。発電所の新設により、最大出力の合計は2倍になり、年間発電電力量は45%増加した。
性能の向上	
出力の増加	発電所の新設により、既設を含む最大出力が 45MW から 90MW に増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量が 150GWh 増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A

経済性	2012年にノルウェー・スウェーデン電力証書市場が導入されたことにより、プロジェクトへの投資が促進された。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	発電所の新設により河川の未利用ポテンシャルを有効利用し、使用水量の増加により既設を含む最大出力と年間発電電力量が増加した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Nw.06_Iceland II https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol2_Case_History_English(409-598).pdf

コード	NW07
プロジェクト名	Rånåsfoss III 発電所の再開発
国、地域	ノルウェー、Akershus 県
プロジェクトの実施機関	Akershus Energi AS
プロジェクトの実施期間	2010 - 2016
プロジェクトの種別	再開発
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Rånåsfoss I 発電所
河川名	Glomma 川
発電方式	ダム式
運転開始年	1922
最大出力 (MW)	54
最大使用水量 (m ³ /s)	540
有効落差 (m)	12.5
年間発電電力量 (GWh)	220
諸元 (プロジェクト後)	注：既設の Rånåsfoss I 発電所が新たに Rånåsfoss III 発電所として再開発された。
発電所名	Rånåsfoss III 発電所
河川名	Glomma 川
発電方式	ダム式
運転開始年	2016
最大出力 (MW)	81
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	280
プロジェクトの概要	ノルウェーの Glomma 川水系にある Rånåsfoss 瀑布では、1922 年に出力 54MW の Rånåsfoss I 発電所、1983 年に出力 45MW の Rånåsfoss II 発電所が運転開始した。約 90 年経過した Rånåsfoss I 発電所は老朽化で性能が著しく低下し、また取水ダムは年間 2-3 ヶ月の溢水があった。このため、同発電所の全面更新が計画され、2016 年に新たに出力 81MW の Rånåsfoss III 発電所として再開発された。
性能の向上	
出力の増加	取水ダムにおける未利用の溢水を利用して最大使用水量を増加することにより、最大出力が 54MW から 81MW に増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量が 60GWh 増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A

プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	2012年にノルウェー・スウェーデン電力証書市場が導入されたことにより、プロジェクトへの投資が促進された。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	既設発電所の建屋は歴史的価値が高く、その保存が課題となった。
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	再開発により取水ダムにおける未利用ポテンシャルを有効利用し、最大使用水量を増加した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Nw.07_Rånåsfoss #3 https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol12_Case_History_English(409-598).pdf

コード	NW08
プロジェクト名	Kongsvinger 発電所の増設
国、地域	ノルウェー、Hedmark 県
プロジェクトの実施機関	Eidsiva Vannkraft
プロジェクトの実施期間	2008 - 2011
プロジェクトの種別	増設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Kongsvinger 発電所
河川名	Glomma 川
発電方式	ダム式
運転開始年	1975
最大出力 (MW)	21
最大使用水量 (m ³ /s)	250
有効落差 (m)	10.25 (総落差)
年間発電電力量 (GWh)	130
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Kongsvinger 発電所
河川名	Glomma 川
発電方式	ダム式
運転開始年	2011
最大出力 (MW)	43
最大使用水量 (m ³ /s)	500
有効落差 (m)	10.25 (総落差)
年間発電電力量 (GWh)	200
プロジェクトの概要	ノルウェーの Glomma 川水系にある出力 21MW の Kongsvinger 発電所は、1975 年の運転開始から 30 年以上経過し、老朽化により水車の効率が低下したため、全面的な補修が必要になった。しかし、既設のユニットを補修のために長期間停止すると、電力損失量が非常に大きくなるため、2011 年に新たに出力 22MW の 2 号機を増設し、電力損失が生じないようにした上で、1 号機の補修を行った。その結果、河川水の発電利用率が大きく向上した。
性能の向上	
出力の増加	発電ユニットの増設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量が 70GWh 増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	

技術	増設工事中の河川流量の制御
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	発電ユニットの増設により、河川の未利用ポテンシャルを有効利用した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Nw. 08_Kongsvinger https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol2_Case_History_English(409-598).pdf

コード	NZ101
プロジェクト名	Whakamaru 発電所の更新
国、地域	ニュージーランド、Waikato 地方、Whakamaru
プロジェクトの実施機関	Mighty River Power Ltd.
プロジェクトの実施期間	2013 - 2017
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Whakamaru 発電所
河川名	Waikato 川
発電方式	ダム式
運転開始年	1956
最大出力 (MW)	104.4
最大使用水量 (m ³ /s)	344
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Whakamaru 発電所
河川名	Waikato 川
発電方式	ダム式
運転開始年	2017
最大出力 (MW)	124.4
最大使用水量 (m ³ /s)	376
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	28 (増加分)
プロジェクトの概要	ニュージーランド北島の Waikato 川に設置された Whakamaru 発電所は、1956 年に 4 台合計出力 104.4MW で運転開始した。1 号機は 2010 年に改修され、その他の発電設備も 60 年以上の運転による老朽化と性能低下により、2017 年に更新・増強された。最大使用水量の増加により、最大出力が 124.4MW に増加した。
性能の向上	
出力の増加	更新により最大使用水量を増加し、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	最大使用水量の増加に伴い、部分負荷運転時の安定化のために、水車・発電機の主軸の空気孔からランナに給気するシス

	テムを設置した。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	更新により最大使用水量を増加し、河川の未利用ポテンシャルを有効利用した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] WHAKAMARU POWER STATION REHABILITATION PROJECT https://www.andritz.com/resource/blob/264346/1870d2627fca1f311055c30720f5e0de/twining-whakamaru-rehabilitation-data.pdf

コード	PT101
プロジェクト名	Socorridos 発電所の再開発
国、地域	ポルトガル、Madeira 自治地域
プロジェクトの実施機関	Madeira's Public Electricity Company
プロジェクトの実施期間	2004 - 2007
プロジェクトの種別	再開発
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Socorridos 発電所
河川名	N/A
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1995
最大出力 (MW)	24
最大使用水量 (m ³ /s)	6
有効落差 (m)	450/433
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：既設の Socorridos 発電所の諸元はプロジェクト前と同じ。既設発電所に揚水設備と貯水池・トンネルが新設された。
発電所名	Socorridos 発電所
河川名	N/A
発電方式	ダム水路式
運転開始年	2007
最大出力 (MW)	24
最大使用水量 (m ³ /s)	6
有効落差 (m)	450/433
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	Socorridos 発電所は、Madeira 地域における上水、灌漑用水、水力発電を供給する最大で最も重要な多目的利水施設として、1995 年に運転開始した。このシステムは、24MW の水力発電所と総延長 15.5 km の地下トンネルおよび開水路から成る。しかし、年間を通じて安定した電力を供給するためには、発電所のヘッドタンクの容量が不十分だった。そこで、2004-2006 年に、新たに貯水池と貯水トンネルおよび揚水ポンプ場を建設し、それらを利用して既設の Socorridos 発電所をリバーシブル型発電システムに改造するプロジェクトを実施した。この新システムにより、水需要と電力需要の少ない夜間に新設貯水池から新設トンネルに揚水し、安定した発電と上水・灌漑用水の供給ができるようになった。
性能の向上	

出力の増加	なし
発電電力量の増加	N/A
信頼性/柔軟性	新しいリバーシブル型利水システムは、年間を通じて安定した発電に貢献し、発電の信頼性を向上させた。
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	本プロジェクトは欧州地域開発基金 (ERDF) の資金援助を受けた。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-2 未利用ポテンシャルを利用しない開発
要件 A: 水資源の有効利用	本プロジェクトは、揚水発電システムの導入によって、上水、灌漑用水および電力の供給のために最も効率的な水資源の利用を達成した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	新しいリバーシブル型利水システムは、年間を通じて安定した発電に貢献し、発電の信頼性を向上させた。
その他	N/A
参考文献	[1] Optimizing the Multiple Purpose Function of the Socorridos Hydro Power Station for Use All Year Round to Produce Water for Public Supply, Irrigation and Electricity https://ec.europa.eu/regional_policy/en/projects/best-practices/portugal/1444/download

コード	PT102
プロジェクト名	Salamonde II 揚水発電所の新設
国、地域	ポルトガル、Braga 県
プロジェクトの実施機関	Energias de Portugal (EDP)
プロジェクトの実施期間	2015
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Salamonde I 発電所
河川名	Cávado 川
発電方式	ダム水路式
運転開始年	1953
最大出力 (MW)	42
最大使用水量 (m ³ /s)	44
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	244
諸元 (プロジェクト後)	注：既設の Salamonde I 発電所の諸元はプロジェクト前と同じ。
発電所名	Salamonde II 揚水発電所
河川名	Cávado 川
発電方式	揚水式
運転開始年	2015
最大出力 (MW)	224
最大使用水量 (m ³ /s)	200
有効落差 (m)	118
年間発電電力量 (GWh)	386
プロジェクトの概要	ポルトガル北部に位置する Salamonde I 発電所は、1953 年に出力 42MW で運転開始した。既設の取水ダムを利用して、2015 年に新たに出力 224MW の Salamonde II 揚水発電所が建設された。
性能の向上	
出力の増加	揚水発電所の新設により、既設を含む最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	揚水発電所の新設により、発電所運用の信頼性・柔軟性が向上した。
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	既設の地下構造物に隣接する新たなトンネルと地下発電所の

	施工を安全に行うと共に、既設の発電所の運転への影響を最小限に抑える必要があった。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-2 未利用ポテンシャルを利用しない開発
要件A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	揚水発電所の新設によるピーク供給力の増加により、信頼性・柔軟性が向上した。
その他	N/A
参考文献	[1] Salamonde II underground hydroelectric complex in the North of Portugal. Design and construction https://www.researchgate.net/publication/332500115_Salamonde_II_underground_hydroelectric_complex_in_the_North_of_Portugal_Design_and_construction

コード	PT103
プロジェクト名	Frades II 揚水発電所の新設
国、地域	ポルトガル、Braga 県
プロジェクトの実施機関	Energias de Portugal (EDP)
プロジェクトの実施期間	2017
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Frades I 揚水発電所
河川名	Cávado 川
発電方式	揚水式
運転開始年	2005
最大出力 (MW)	194
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：既設の Frades I 揚水発電所の諸元はプロジェクト前と同じ。
発電所名	Frades II 揚水発電所
河川名	Cávado 川
発電方式	揚水式
運転開始年	2017
最大出力 (MW)	766
最大使用水量 (m ³ /s)	200
有効落差 (m)	414
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	Venda Nova ダムと Salamonde ダムは、ポルトガル北西部の Cávado 川に、それぞれ 1950 年代と 1960 年代に建設された。2 つの貯水池を利用する Frades I 揚水発電所は、2005 年に出力 194MW で運転開始した。さらに、同じ 2 貯水池を利用して、2017 年に 2 基合計出力 378MW の可変速機を有する Frades II 揚水発電所が新設された。
性能の向上	
出力の増加	揚水発電所の新設により、既設を含む最大出力が増加した。
発電電力量の増加	N/A
信頼性/柔軟性	可変速式揚水発電所の新設により、発電所運用の信頼性・柔軟性が向上した。
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	

技術	既設の地下構造物に隣接する新たなトンネルと地下発電所の施工を安全に行うと共に、既設の発電所の運転への影響を最小限に抑える必要があった。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の類型	II-2 未利用ポテンシャルを利用しない開発
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	揚水発電所の新設によるピーク供給力の増加と可変速揚水の運用により、信頼性・柔軟性が向上した。
その他	N/A
参考文献	<p>[1] Tunneling project of the year https://awards.ita-aites.org/images/Proceedings/2016/20-VENDA-NOVA-III-REPOWERING-PROJECT.pdf</p> <p>[2] Award-Winning Pumped-Storage Hydro Facility a Modern Marvel https://www.powermag.com/award-winning-pumped-storage-hydro-facility-a-modern-marvel/</p> <p>[3] VOITH Project Report Frades II http://voith.com/ca-fr/2012-10-12_Project_Report_Frades_II.pdf</p>

コード	PT104
プロジェクト名	Valeira 発電所の運用変更
国、地域	ポルトガル、Viseu 県
プロジェクトの実施機関	Energias de Portugal (EDP)
プロジェクトの実施期間	2019
プロジェクトの種別	運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Valeira 発電所
河川名	Douro 川
発電方式	ダム式
運転開始年	1976
最大出力 (MW)	246
最大使用水量 (m ³ /s)	360
有効落差 (m)	28.5
年間発電電力量 (GWh)	610
諸元 (プロジェクト後)	注：既設の Valeira 発電所の諸元はプロジェクト前と同じ。
発電所名	–
河川名	–
発電方式	–
運転開始年	2019
最大出力 (MW)	–
最大使用水量 (m ³ /s)	–
有効落差 (m)	–
年間発電電力量 (GWh)	–
プロジェクトの概要	Energias de Portugal (EDP) と GE は、デジタル技術の活用により水車の運転範囲を拡大する技術開発を共同で行い、過去の運転データの解析、センサーによる現場試験、および遠隔監視による機器のリスク管理システムという 3 段階の方法を開発した。この手法は、2019 年に Douro 川の Valeira 発電所に適用して良好な結果が得られ、同河川の他の発電所群への適用についても良い見通しが示された。
性能の向上	
出力の増加	なし
発電電力量の増加	水車の運転下限流量の引下げと効率の向上により、年間発電電力量の増加が期待される。
信頼性/柔軟性	水車の運転下限流量の引下げにより、イベリア電力市場への電力供給の柔軟性が向上する。
その他	N/A

プロジェクトにおける課題	
技術	適切なセンサーの配置とデータの収集が求められた。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	III-1 電気機械設備の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	水車の運転範囲の拡大による未利用ポテンシャルの有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	デジタル技術を活用して、水車の運転範囲を拡大する新しい方法を開発した。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	水車の運転範囲の拡大により、イベリア電力市場への電力供給の柔軟性が向上する。
その他	N/A
参考文献	[1] F. André, et al.: Range extension: Methodologies to increase operational flexibility of hydropower plants through digital technology, Hydro2019, Porto, Portugal.

コード	SW01
プロジェクト名	Veytaux II 揚水発電所の新設
国、地域	スイス、Vaud 州
プロジェクトの実施機関	Alpiq Suisse SA
プロジェクトの実施期間	2012 - 2016
プロジェクトの種別	新設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Veytaux I 揚水発電所
河川名	N/A
発電方式	揚水式
運転開始年	1971
最大出力 (MW)	240 (60MW x 4 台)
最大使用水量 (m ³ /s)	水車: 32、ポンプ: 24
有効落差 (m)	878
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注: 既設の Veytaux I 揚水発電所の諸元はプロジェクト前と同じ。
発電所名	Veytaux II 揚水発電所
河川名	N/A
発電方式	揚水式
運転開始年	2016
最大出力 (MW)	240 (120MW x 2 台)
最大使用水量 (m ³ /s)	水車: 25、ポンプ: 19
有効落差 (m)	878
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	Veytaux I 発電所は、スイス西部に位置し、上池に Hongrin 貯水池、下池に Lake Geneva (レマン湖) を利用する出力 240MW の揚水発電所として、1971 年に運転開始した。増大するピーク電力と調整力の需要に対応するため、既設の Veytaux I 発電所の水圧管路と放水路を利用して、新たに出力 240MW の揚水発電所として Veytaux II 発電所が建設され、2017 年に運転開始した。
性能の向上	
出力の増加	揚水発電所の新設により、既設を含む最大出力が増加した。
発電電力量の増加	なし
信頼性/柔軟性	揚水発電所の新設により、発電所運用の信頼性・柔軟性が向上した。
その他	N/A

プロジェクトにおける課題	
技術	運転中の既設発電所の近傍で行う掘削工事の安全確保のため、予防措置と対策が講じられた。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-2 未利用ポテンシャルを利用しない開発
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	揚水発電所の新設によるピーク供給力と調整力の増加により、発電所運用の信頼性・柔軟性が向上した。
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History Sw. 01_Veytaux https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol2_Case_History_English(409-598).pdf

コード	SW101
プロジェクト名	Profray 発電所の更新
国、地域	スイス、Valais 州、Le Châble、Val de Bagnes
プロジェクトの実施機関	Altis Power Company
プロジェクトの実施期間	2006 - 2007
プロジェクトの種別	更新 運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Profray 発電所
河川名	-
発電方式	水処理前の排水の発電利用
運転開始年	1993
最大出力 (MW)	0.67
最大使用水量 (m ³ /s)	0.24
有効落差 (m)	323
年間発電電力量 (GWh)	0.585
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Profray 発電所
河川名	-
発電方式	水処理前の排水の発電利用
運転開始年	2007
最大出力 (MW)	0.38
最大使用水量 (m ³ /s)	0.1
有効落差 (m)	430
年間発電電力量 (GWh)	0.85
プロジェクトの概要	Verbier スキーリゾートからの排水は、浮遊物を取り除く 6 mm 間隔のスクリーンを備えた 400m ³ の貯水槽に集められる。この貯水槽は、排水処理場の 2.3 km 上流にある発電所の水槽として利用され、水車を通過した水は処理場へ送られ、最終的には近傍河川に放流される。発電停止時または発電使用水量以上の処理水がある場合に備えて、バイパス水路が設置されている。1993 年に設置された発電所は、2007 年に改修・改良された。14 年間の運転で、制御盤と発電機ベアリングの交換が必要になり、水車ランナやノズルは土砂による摩耗が著しく、効率が低下していた。また、当初の水車は排水の最大処理水量 0.24m ³ /s に対して設計されたために過大な設備だったが、実際にはピークは年間数日しかないので、年間の発電

	に対しては適切な規模ではなかった。当初の水車は 14 年間運転され、維持管理の時間が年間約 40 時間程度に限られ、十分ではなかった。
性能の向上	
出力の増加	当初の発電設備の規模が過大だったため、改修により最大使用水量と最大出力を低減した。
発電電力量の増加	適切な設計流量の見直しによって水車効率が向上し、年間発電電力量が 585MWh から 850MWh に増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	水車の設計流量の低減により、処理前の排水を直接利用する水車の仕様の小型化、容易な保守と目詰まりリスク軽減のための設計を行った。
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	多目的事業環境における導入設備の高い信頼性
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新 III-1 電気機械設備の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	排水を利用した発電において、設計流量の適切な選択により水利用の最適化を図った。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] EU funded project SHAPES, Energy recovery in existing infrastructures with small hydropower plants – Multipurpose schemes, Overview and examples, case study No 11, p.36, ESHA and Mhylab.

コード	SW102
プロジェクト名	Schils 発電所の再開発
国、地域	スイス、St. Gallen 州、Flums
プロジェクトの実施機関	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG (SAK)
プロジェクトの実施期間	2017 - 2021
プロジェクトの種別	再開発
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	再開発前の 5 発電所 (Altes/Neues Sägengüetli、Pravizin 1&2、Felsen)
河川名	Schils 川
発電方式	水路式
運転開始年	1866 - 1943
最大出力 (MW)	約 8.1
最大使用水量 (m ³ /s)	0.4 - 2.5
有効落差 (m)	480 - 368
年間発電電力量 (GWh)	0.585
諸元 (プロジェクト後)	注：古い 5 発電所が、2 つの水圧鉄管と 2 つの発電ユニットからなる新しい発電所に建て替えられた。
発電所名	Schils 発電所
河川名	Schils 川
発電方式	水路式
運転開始年	2021
最大出力 (MW)	13.5 (1号機：11.5、2号機：2.0)
最大使用水量 (m ³ /s)	3.3 (1号機：2.6、2号機：0.7)
有効落差 (m)	1号機：490、2号機：368
年間発電電力量 (GWh)	48
プロジェクトの概要	1866 年以降にスイスの St. Gallen 州の Schils 川に建設された総出力約 8.1MW の 5 つの水力発電所は、2014 年に SAK が所有し、2017-2021 年に再開発が行われた。取水構造物と水圧管路が更新され、5 台の発電ユニットが撤去された後、総出力 13.5MW の新規発電ユニット 2 台で構成される新 Schils 発電所が完成し、2021 年に運転開始した。
性能の向上	
出力の増加	再開発により、総出力が 8.1MW から 13.5MW に増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	

技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	河川における魚類の移動を確保するため、取水ダムに魚道を設置した。
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	再開発により最大使用水量を増加し、河川の未利用ポテンシャルを有効利用した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] Wasserkraftwerk schils https://www.sak.ch/ueber-sak/standorte/wasserkraftwerke/kw-schils

コード	SW103
プロジェクト名	Milan 発電所の増設
国、地域	スイス、Vaud 州、Bex
プロジェクトの実施機関	Salines Suisses SA
プロジェクトの実施期間	2020 - 2023
プロジェクトの種別	増設 運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Bévioux 発電所
河川名	Avançon 川
発電方式	水路式
運転開始年	1943
最大出力 (MW)	2
最大使用水量 (m ³ /s)	4.1
有効落差 (m)	75.8
年間発電電力量 (GWh)	10.5
諸元 (プロジェクト後)	注: Bévioux 発電所が Milan 発電所として増設された。
発電所名	Milan 発電所
河川名	Avançon 川
発電方式	水路式
運転開始年	2023
最大出力 (MW)	4.2
最大使用水量 (m ³ /s)	7
有効落差 (m)	76.6
年間発電電力量 (GWh)	15.7
プロジェクトの概要	<p>スイスの Vaud 州 Bex 産業地域の Salines Suisses SA は、欧州で石炭や木材が不足する中で産業活動を継続するため、1943 年に最初の流れ込み式の Bévioux 発電所を建設した。2029 年には既存の水利権が失効することから、発電所の稼働を継続するために水利権の更新が必要だった。2005-2010 年に、スイス連邦は発電設備を改修・増強しようとする事業者に kWh に応じた補助金を支給する支援制度を設けた。Bévioux 発電所の設備の老朽化により至近年に水利権更新を行う必要があり、補助金の適用も可能であることから、発電設備の更新・増強が決定された。プロジェクトの目的は、環境流量に関する法令を順守しつつ、河川から取水する最大使用水量を最適化すると共に、損失落差を最小化し、水車の発電停止をできるだけ抑えることであった。この目的に対し、3 台目と</p>

	して小流量を利用する水車を増設した。
性能の向上	
出力の増加	増設により、最大出力が 2.0MW から 4.2MW に増加した。
発電電力量の増加	使用水量の増加、水圧管路径の 1100mm から 1600mm への拡大による損失落差の減少および 330 日流量まで適用可能な小流量水車の増設により、年間発電電力量が 10.5GWh から 15.7GWh に増加した。
信頼性/柔軟性	増設前の 2 台運転（流量配分 1/3:2/3）から、増設後に 3 台運転（同 1/5:2/5:2/5）に切り替わったことにより、使用水量範囲（0.4–7m ³ /s）に対する運転自由度が拡大した。
その他	ユニット数を 2 台から 3 台に変更したことで、発電と保守の期間の最適化が期待される。
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	予算の順守においては水圧管路径の拡大に伴う工事費が大きな課題だった。
環境保全	NGO および当局との環境影響緩和策に関する協議は長く困難なものであった。決定された緩和策は結局実現不可能であり、新たな代替案が協議された。
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の類型	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発 III-1 電気機械設備の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	スイス連邦法と州の法令は未利用ポテンシャルの最大限の利用を求めており、水利権更新において既設と同じ使用水量は認められなかった。
B: 先進的または改善された方法の導入	発電計画全体の最適化を図った。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	発電所運転の柔軟性が求められ、3 台運転の採用により達成された。
その他	N/A
参考文献	N/A

コード	SW104
プロジェクト名	Glarey 発電所の増設
国、地域	スイス、Vaud 州、Bex
プロジェクトの実施機関	Energie renouvelable de l'Avançon SA
プロジェクトの実施期間	2020 - 2023
プロジェクトの種別	増設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Glarey 発電所
河川名	Avançon 川
発電方式	水路式
運転開始年	N/A
最大出力 (MW)	N/A
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	16.3
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Glarey 発電所
河川名	Avançon 川
発電方式	水路式
運転開始年	2023
最大出力 (MW)	2.2
最大使用水量 (m ³ /s)	7
有効落差 (m)	38.7
年間発電電力量 (GWh)	7.3
プロジェクトの概要	スイスの Vaud 州の Avançon 川にある約 80 年の歴史を持つ水力発電所が強化された。既存の取水口と水圧管路を撤去し、上流の発電所へ直接接続する新たな取水口と水圧管路を設置した。出力増強と発電所運用の効率向上のため 2 台の発電ユニットを設置した。新たな規制に適合するため河川への環境流量を増やした。
性能の向上	
出力の増加	取水流量と落差の増加により、総出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	発電所基礎の特別な工事が必要だった。
経済性	河川からの取水はコストが高くなるため行わず、上流の発電

	所の放流水を直接取水した。
環境保全	河川からの取水は環境影響を及ぼすため行わず、上流の発電所の放流水を直接取水した。
法規制	自然環境に関わる法規制により、河川への環境流量の増加を求められた。
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	上流の発電所からの取水において、未利用の流量と落差を有効利用する既設発電所の更新・増強を行った。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	N/A

コード	SW105
プロジェクト名	Farettes 発電所の増設
国、地域	スイス、Vaud 州、Aigle & Ormonts Valley
プロジェクトの実施機関	Romande Energie SA
プロジェクトの実施期間	2012 - 2016
プロジェクトの種別	増設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Farettes 発電所
河川名	Grande Eau 川
発電方式	水路式
運転開始年	1967
最大出力 (MW)	6.7
最大使用水量 (m ³ /s)	2.5
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	54.7
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Farettes 発電所
河川名	Grande Eau 川
発電方式	水路式
運転開始年	2016
最大出力 (MW)	22.5
最大使用水量 (m ³ /s)	6.5
有効落差 (m)	353
年間発電電力量 (GWh)	80.2
プロジェクトの概要	<p>スイスの Vaud 州の Grande Eau 川で 1967 年に運転開始した Farettes 発電所は、当初約 150 日流量で設計された。発電所の近代化において設計流量の増加が検討され、最終的に 2.5m³/s から 6.5m³/s(約 80 日流量)への変更が決定された。加圧導水路の採用により落差も増加した。Pont-de-la-Tine 発電所からの放流水は、直径 3m、延長 5km のトンネルを経てサージタンクに到達し、そこから直径 1.4m、延長 800m の水圧管路が発電所へつながり、2 台の 5 ノズル・ペルトン水車に供給される。</p>
性能の向上	
出力の増加	取水流量と落差の増加により、総出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A

プロジェクトにおける課題	
技術	既存の発電所建屋に、従来の横軸に替わり立軸のペルトン水車を設置した。
経済性	N/A
環境保全	自然環境および景観の保全を求められた。
法規制	使用水量の増加に伴う水利使用許可の変更および発電所建設の許可
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	河川における未利用流量と落差を有効利用する既設発電所の更新・増強
B: 先進的または改善された方法の導入	落差を増加させるため、既存の無圧導水路を圧力水路に置き換えた。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] https://issuu.com/hydro-exploitation/docs/hydroscope_no_26_juin_2016 [2] https://www.romande-energie.ch/conditions-internet/23-grd/romande-energie/154-portes-ouvertes-du-chantier-des-farettes [3] https://www.romande-energie.ch/entreprises/25-communique-de-presse/364-130821-communique-fr

コード	US01
プロジェクト名	Abiquiu 発電所の増設
国、地域	アメリカ、New Mexico 州
プロジェクトの実施機関	Los Alamos 郡
プロジェクトの実施期間	2009 - 2012
プロジェクトの種別	増設 運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Abiquiu 発電所
河川名	Rio Chama 川
発電方式	N/A
運転開始年	1990
最大出力 (MW)	13.8
最大使用水量 (m ³ /s)	36.8
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	0.355 (11月-2月の低水期)
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Abiquiu 発電所
河川名	Rio Chama 川
発電方式	N/A
運転開始年	2012
最大出力 (MW)	16.9 (13.8 + 3.1)
最大使用水量 (m ³ /s)	43.9 (36.8 + 7.1)
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	19.79 (増加分) 6.27 (11月-2月の低水期)
プロジェクトの概要	ニューメキシコ州 Rio Chama 川で 1990 年に運転開始した出力 13.8MW の Abiquiu 発電所は、最低取水量(約 7m ³ /s)の運用制限により、低流量となる冬季に信頼性と効率性が確保された運転が困難であった。このため、2012 年に新たに 3.1MW の低流量水車(横軸フランシス、運転範囲 2-7m ³ /s)が設置された。この増設により、冬季の発電効率が大幅に向上し、11 月から 2 月までの発電量はプロジェクト前と比較して 1700%増加した。
性能の向上	
出力の増加	低流量水車の増設により、総出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	新たな低流量水車の設置により、発電所は冬季の発電量を大

	幅に増加させるとともに、年間を通じて発電の柔軟性を高めることが可能となった。
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	新たな低流量水車の設置には、新たな建屋と仮締め切りダムの建設が必要であった。冬季の河川工事を完了させるため、仮締め切りダムを恒久的に発電所構造物に組み込む設計とし、これにより低流量水車の設置工事期間を1年間に止め、工事による環境影響を軽減した。
経済性	本プロジェクトは、米国エネルギー省の風力・水力発電プログラムを通じ、景気回復法により一部資金提供を受けた。
環境保全	河川が一時的に水抜きされたため、魚類の捕獲・放流が必要だった。
法規制	建設を予定していた低水期の前までに許認可を得るために、設計を期限までに確定させることが課題であった。
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の類型	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発 III-1 電気機械設備の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	低流量水車の設置による冬季の未利用河川水の有効利用
B: 先進的または改善された方法の導入	低流量水車の設置による発電所運用の最適化
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History US.01_Abiquiu https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol2_Case_History_English(409-598).pdf [2] https://www.osti.gov/servlets/purl/1044399

コード	US02
プロジェクト名	Boulder Canyon 発電所の更新
国、地域	アメリカ、Colorado 州
プロジェクトの実施機関	Boulder 市
プロジェクトの実施期間	2010 - 2012
プロジェクトの種別	更新 運用の変更
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Boulder Canyon 発電所
河川名	Middle Boulder Creek
発電方式	N/A
運転開始年	1910
最大出力 (MW)	20 (2000 年以降は 1 台が故障し 10MW に減少)
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	8.5
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Boulder Canyon 発電所
河川名	Middle Boulder Creek
発電方式	N/A
運転開始年	2012
最大出力 (MW)	5
最大使用水量 (m ³ /s)	1.05
有効落差 (m)	557.8
年間発電電力量 (GWh)	11-12
プロジェクトの概要	Colorado 州の Middle Boulder Creek で 1910 年に運転開始した出力 20MW の Boulder Canyon 発電所では、老朽化した 2 台のうち 1 台が故障により 2000 年から停止状態にあり、もう 1 台も更新が必要になっていた。その残存ユニットは、発電に利用可能な河川流量の減少により、過大で非効率な状態にあった。そこで 2012 年に、より効率的な 5MW のペルトン水車に更新された。新発電ユニットは、最大出力は低下したものの、河川水の発電利用効率が向上し、年間発電電力量が 37% 増加した。
性能の向上	
出力の増加	なし
発電電力量の増加	減少した河川流量に対して、新しい小型水車・発電機の設置により発電利用効率が向上し、年間発電電力量が増加した。

信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	新しい小型水車・発電機の設置により、河川流量に適合した最適な発電運用が可能になった。
経済性	発電効率を最大化し投資コストを削減するため、小型水車・発電機を設置した。一方、予期せぬ変圧器および変電設備の交換・改修によりコストが増加した。 本プロジェクトは、米国エネルギー省の風力・水力発電プログラムを通じ、景気回復法により一部資金提供を受けた。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	発電所の歴史的価値を保存するため、主にオリジナルの内部構造を詳細に記録すると共に、外観を変更せずに新しい設備を設置する特別な取り組みが行われた。さらに、歴史的設備の大部分は現存のまま保存された。この発電所は、独自の技術的特徴により国家歴史登録財への登録資格があると見なされている。発電所の更新では、この点の考慮が必要だった。
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の類型	I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新 III-1 電気機械設備の最適運用
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	新しい小型水車・発電機の設置により、河川流量に適合した最適な発電運用が可能になった。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History US.02_Boulder Canyon https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol2_Case_History_English(409-598).pdf [2] https://www.osti.gov/servlets/purl/107202

コード	US03
プロジェクト名	Cheoah 発電所の更新
国、地域	アメリカ、North Carolina 州、Robbinsville
プロジェクトの実施機関	Alcoa Power Generating, Inc
プロジェクトの実施期間	2010 - 2012
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Cheoah 発電所
河川名	Little Tennessee 川、Cheoah 川
発電方式	ダム式
運転開始年	1919
最大出力 (MW)	88 (1-4 号機の合計。5 号機は 1941 年に増設され 1995 年に更新された)
最大使用水量 (m ³ /s)	267
有効落差 (m)	N/A
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	注：1-4 号機が更新の対象で、5 号機は対象外。
発電所名	Cheoah 発電所
河川名	Little Tennessee 川、Cheoah 川
発電方式	ダム式
運転開始年	2012 (2012 年までに 2 台が運転開始。その後残りの 2 台が更新された)
最大出力 (MW)	162 (1-4 号機計 132MW、5 号機 30MW)
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	56.4
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	North Carolina 州の Little Tennessee 川と Cheoah 川に位置する Cheoah 水力発電所は、1919 年に 1-4 号機の合計出力 88MW で運転開始し、1949 年に 5 号機が追加された。老朽化と故障リスクの増大により、2010-2012 年に 1-4 号機が全面更新された。この更新により設備効率が向上し、出力と年間発電電力量が増加した。
性能の向上	
出力の増加	更新により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	発電所の耐用年数が 40-50 年に延びる見込みである。
その他	N/A
プロジェクトにおける課	

題	
技術	N/A
経済性	本プロジェクトは、米国エネルギー省の風力・水力発電プログラムを通じ、景気回復法により一部資金提供を受けた。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	2008年の経済不況により、プロジェクトが遅延した。
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-1 取水量・落差を変更しない電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	老朽化した水車・発電機を高効率の最新型に取り替えた。
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] IEA Hydro (2016) Annex 11, Case History US.03_Cheoah https://www.ieahydro.org/media/db79971e/Vol2_Case_History_English(409-598).pdf [2] https://www.osti.gov/servlets/purl/1068051

コード	US101
プロジェクト名	Ludington 揚水発電所の更新
国、地域	アメリカ、Michigan 州
プロジェクトの実施機関	Consumers Energy、Detroit Edison
プロジェクトの実施期間	2013 - 2021 (予定)
プロジェクトの種別	更新
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Ludington 揚水発電所
河川名	Lawrence 川水系 (Michigan 湖)
発電方式	揚水式
運転開始年	1973
最大出力 (MW)	1872
最大使用水量 (m ³ /s)	1886
有効落差 (m)	98
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	2020 年 8 月現在、全 6 台のうち 5 台が更新され、残りの 1 台は 2021 年以内に更新が完了する見込みである。
発電所名	Ludington 揚水発電所
河川名	Lawrence 川水系 (Michigan 湖)
発電方式	揚水式
運転開始年	2021 (揚水式)
最大出力 (MW)	2160
最大使用水量 (m ³ /s)	2160
有効落差 (m)	98
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	Michigan 州の Ludington 揚水発電所は、1973 年に最大出力 1872MW で運転開始し、2013-2020 年に、6 台のポンプ水車と周辺設備のうち 5 台が更新された。残る 1 台についても 2021 年までに更新が完了する見込みである。これらの更新により、ポンプ水車の効率、出力、揚水流量、キャビテーション性能が向上し、ピーク供給能力が増強された。
性能の向上	
出力の増加	水車の最大使用水量の増加と効率の向上により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	N/A
信頼性/柔軟性	ピーク供給力が増強され、発電所の信頼性・柔軟性が向上した。
その他	N/A
プロジェクトにおける課	

題	
技術	N/A
経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	米国では発電機器の運搬に際し、内陸輸送の規制が各州によって異なるため、手続きが複雑化した。
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	I-2 取水量・落差を変更する電気機械設備の更新
要件A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	ピーク供給力が増強され、発電所の信頼性・柔軟性が向上した。
その他	N/A
参考文献	[1] ENVIRONMENTAL ASSESSMENT FOR HYDROPOWER LICENSE https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/P-2680-113-EA.pdf [2] hydro review https://www.toshiba.com/taes/cms_files/hydro_review.pdf

コード		US102		
プロジェクト名	Alabama Power Company の水力発電所の更新			
国、地域	アメリカ、Alabama 州			
プロジェクトの実施機関	Alabama Power Company			
プロジェクトの実施期間	2010 - 2014			
プロジェクトの種別	更新			
諸元 (プロジェクト前)				
発電所名	Lay (1・4号機)	Bouldin (2号機)	Jordan (4号機)	
河川名	Coosa 川	Coosa 川	Coosa 川	
発電方式	ダム式	ダム水路式	ダム式	
運転開始年	1914	1968	1927	
最大出力 (MW)	177	225	100	
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A	N/A	N/A	
有効落差 (m)	N/A	N/A	N/A	
年間発電電力量 (GWh)	N/A	N/A	N/A	
諸元 (プロジェクト後)	注：プロジェクト後の既設発電所の諸元は、運転開始年と年間発電電力量以外はプロジェクト前と同じ。			
発電所名	Lay (1・4号機)	Bouldin (2号機)	Jordan (4号機)	
河川名	Coosa 川	Coosa 川	Coosa 川	
発電方式	ダム式	ダム水路式	ダム式	
運転開始年	2010 - 2014	2010 - 2014	2010 - 2014	
最大出力 (MW)	177	225	100	
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A	N/A	N/A	
有効落差 (m)	N/A	N/A	N/A	
年間発電電力量 (GWh)	平均増加率 10.9% / ユニット	平均増加率 10.9% / ユニット	平均増加率 10.9% / ユニット	
プロジェクトの概要	Alabama Power Company は、連邦エネルギー規制委員会 (FERC) の認可に基づき、2010-2014 年に Alabama 州中東部の 3 つの水力発電所において 4 台の更新を実施した。更新工事では、1940-1960 年代に設置された旧型水車を最新型に交換し、発電容量の増強と各ユニットの信頼性向上を図った。また、ゲート部品、水車シャフト、発電機ブレーキシステムの改修または交換、新規シールの設置が行われた。各ユニットは再配置された。			
性能の向上				
出力の増加	なし			
発電電力量の増加	各ユニットの発電電力量は平均 10.9%増加した。			
信頼性/柔軟性	更新された 4 台は供給の信頼性が向上し、長年にわたって維			

	持管理が軽減される見込みである。
その他	
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A
経済性	追加工事が必要となり、想定外のコストが発生した。
環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	大雨やベンダー（業者）の所有権変更（契約の再交渉が必要になった）による遅延が発生した。また、性能のテスト／モデリングが予想以上に時間を要したことも遅延の原因となった。
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の類型	I-1 取水量・落差を変更しない電気機械設備の更新
要件 A: 水資源の有効利用	N/A
B: 先進的または改善された方法の導入	旧型水車の高効率・最新型への交換、およびガイドベーンの高効率的操作のためのゲート部品の改修
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] https://www.osti.gov/servlets/purl/1177138

コード	VU101
プロジェクト名	Sarakata 川発電所の増設
国、地域	バヌアツ、Santo 島
プロジェクトの実施機関	Vanuatu Ministry of Lands and Natural Resources
プロジェクトの実施期間	2007 - 2009
プロジェクトの種別	増設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Sarakata 川発電所
河川名	Sarakata 川
発電方式	水路式
運転開始年	1995
最大出力 (MW)	0.6
最大使用水量 (m ³ /s)	2.9
有効落差 (m)	27.8
年間発電電力量 (GWh)	N/A
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Sarakata 川発電所
河川名	Sarakata 川
発電方式	水路式
運転開始年	2009
最大出力 (MW)	1.2
最大使用水量 (m ³ /s)	5.8
有効落差 (m)	27.8
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	バヌアツの Santo 島に 1995 年に建設された出力 0.6MW の Sarakata 川水力発電所は、Luganville 市の主要な電源となっていた。しかし、電力需要の増大に伴い発電所の増設が計画され、2009 年に新たに 0.6MW のユニットが増設された。
性能の向上	
出力の増加	増設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	既存の導水路周辺の地盤・斜面における地滑り対策工事
経済性	本プロジェクトは、日本の国際協力機構 (JICA) とバヌアツ政府の資金協力を受けた。

環境保全	N/A
法規制	N/A
その他	N/A
“隠れた水力発電”と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	最大使用水量の増加により、河川の未利用ポテンシャルを有効利用した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] JICA ODA: The Project for Improvement of Sarakata River Hydroelectric Power Station https://www.jica.go.jp/oda/project/0614000/index.html

コード	ZWE101
プロジェクト名	Kariba South 発電所の増設
国、地域	ジンバブエ、Mashonaland West 州
プロジェクトの実施機関	Zimbabwe Power Company (ZPC)
プロジェクトの実施期間	2015 - 2018
プロジェクトの種別	増設
諸元 (プロジェクト前)	
発電所名	Kariba South 発電所
河川名	Zambezi 川
発電方式	ダム式
運転開始年	1959 - 1962
最大出力 (MW)	750 (125 x 6 台)
最大使用水量 (m ³ /s)	N/A
有効落差 (m)	86
年間発電電力量 (GWh)	5000
諸元 (プロジェクト後)	
発電所名	Kariba South 発電所
河川名	Zambezi 川
発電方式	ダム式
運転開始年	2018
最大出力 (MW)	1050 (125 x 6 台、150 x 増設 2 台)
最大使用水量 (m ³ /s)	376 (増設 2 台)
有効落差 (m)	86 (6 台), 89 (増設 2 台)
年間発電電力量 (GWh)	N/A
プロジェクトの概要	ジンバブエの Zambezi 川に 1959 年に Kariba ダムと Kariba South 発電所が建設され、1959-1962 年にかけて、6 台計 750MW の水車発電機が運転開始した。さらに、ピーク供給力を増強するため、Kariba ダムの溢水を利用して、2018 年に 2 台の増設を行い、総出力はジンバブエの水力発電所として最大の 1050MW となった。
性能の向上	
出力の増加	増設により、最大出力が増加した。
発電電力量の増加	出力の増加に伴い、年間発電電力量も増加した。
信頼性/柔軟性	N/A
その他	N/A
プロジェクトにおける課題	
技術	N/A

経済性	N/A
環境保全	N/A
法規制	発電取水に係る水管理は、河川が国境となることから、ジンバブエとザンビア両政府により組織された Zambezi River Authority (ZRA)により行われている。
その他	N/A
“隠れた水力発電” と見なされる特徴	
開発方法の種類	II-1 未利用ポテンシャルを利用する開発
要件 A: 水資源の有効利用	発電所の増設により、既設の取水ダムにおける未利用ポテンシャルを有効利用し、最大出力と年間発電電力量が増加した。
B: 先進的または改善された方法の導入	N/A
C: 市場ニーズに対応する信頼性・柔軟性の向上	N/A
その他	N/A
参考文献	[1] Zimbabwe Power Company (ZPC) http://www.zpc.co.zw/powerstations/2/kariba-south-power-station [2] SYSTEM DEVELOPMENT PLAN Zimbabwe Electricity Transmission & Distribution Company https://rise.esmap.org/data/files/library/zimbabwe/Cross%20Cutting/CC%202.pdf

付録 B 河川維持流量発電の特徴と課題

既設発電所における河川維持流量を利用した発電設備の新設は、未利用エネルギーの開発として既設発電所の性能向上の一つである。多くの水力発電所においては、取水ダム下流の減水区間の河川環境の維持を目的として、ダムから維持流量が放流されてきたが、近年の再生可能エネルギー開発促進の高まりから、維持流量放流設備に発電設備を設置し、出力・電力量の増加を図る事例が増加している。しかし、開発に当たっては、経済性の確保、発電設備設置に関わる地形的制約、水車型式選定および発電流量の制御等の土木・電氣的課題がある。ここでは、IEA Hydro Task-16 サブタスク 2 の事例調査で収集された維持流量発電に関わる事例から、維持流量発電の特徴、課題とその解決策をまとめる。事例のデータは表 1 および表 2 にまとめられている。

B.1 河川維持流量とは

日本では、河川維持流量は、動植物の保護、漁業、景観、流水の清潔の保持等を考慮して決められる。水力発電所の設置にあたり、河川法に基づき、河川管理者からの水利使用の許可条件として、ダム下流河川の維持流量および既往の水利使用に支障を与えないよう必要な流量を優先して放流し、残りの河川流量の中から許可された最大取水量以下で取水されている。なお、揚水発電所においては、下部貯水池の水を揚水して発電に利用し、河川の自然流入水は貯留せずに下流に放流して、河川環境を保全している。

海外の事例における河川維持流量放流の位置付けも日本と同じであり、ダム下流河川の河川環境保護の目的で、発電事業ライセンス取得または更新時に、規制機関からの要求に応じて、河川維持流量放流が義務付けられている。

B.2 維持流量発電の開発実績

表 1 および表 2 に収集した維持流量発電事例（日本 31 例、海外 4 例）の概要を示す。

日本では既に規模の大きい水力開発の時代は終了し、再生可能エネルギーとしての小水力開発の促進が図られている。維持流量発電もその一例であり、従来、維持流量はダム堤体に設置された放流管・バルブあるいは洪水吐ゲートから放流されており、それらを更新する中で、維持流量発電のための水車・発電機等を付加する発電所が増えてきた。主に 2000 年以降の既設発電所の水利権更新時に、維持流量発電設備が設置された事例が多い。この時期は RPS 法（「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」2003 年施行）による維持流量発電を含む再生可能エネルギー開発支援の推進とも一致しており、電力会社以外の事業者による維持流量発電の開発も後押ししたと思われる。

発電規模は小さく、500kW に満たない発電設備がほとんどであり、最大使用水量は河川維持流量（目安値 $0.1\sim 0.3\text{m}^3/\text{s}/100\text{km}^2$ ）を上回る量が設定されており、1.0 未満～ $3.0\text{m}^3/\text{s}$ の事例が多い。発電レイアウトはダム直下で発電後、放流するダム式になることから、落差はダム高に依存して $10\sim 50\text{m}$ 範囲の落差が多いが、 100m 前後の高落差となる発電所（最大 130.3m ：奥只見維持流量発電所）もある。

B.3 維持流量発電の特徴

B.3.1 発電設備のレイアウト

B.3.1.1 取水・導水設備

ダムからの取水方法は既設発電所導水設備から分岐して、ダム直下の発電所に導水するレイアウトが多い。既設発電所の発電型式の違いにより、既設導水路（ダム水路式）または既設水圧管路（ダム式）から分岐して、ダム直下の発電所建屋に導水する水圧管路を接続設置している（祝子第二発電所、新利南発電所）。

既設発電所とは独立した取水を行う場合として、ダム堤体内の既設維持流量放流設備を流用する場合もあり、放流管末端に水車・発電機等の発電設備を付加する（出し平発電所）。なお、ダム堤体に維持流量放流設備を新たに設置した場合として、ダム堤体穴あけ工事による放流管の設置（新串原発電所）、あるいは簡易放流設備としてのサイホン管の設置が行われた場合もある（大桑野尻発電所）。

維持流量発電所は既設ダム直下に設けられることから、その取水・導水設備の設置は、ダム周辺地形および既設発電所構造物等の制約条件の下での設置を余儀なくされることから、より効率的かつ、低コストを可能とするレイアウトに対する設計・施工の適用が求められる。

B.3.1.2 発電設備

維持流量が義務付けられる既設発電所は、減水区間を生じるダム水路式であることが多いことから、維持流量はダム直下に放流される。従って、維持流量発電設備はダム直下に新設発電所（祝子第二発電所）または既設発電所建屋内に増設として設置される（奥只見維持流量発電所）。ダム直下の発電所設置は、地形的に狭隘な場所であること、アクセス道路等が整備されていないことから、設計・施工上の制約が大きいことを十分考慮する必要がある。

発電所設置が困難な場合、防水性能に優れた水中タービンを適用し、発電所建屋を省略した事例もある（川原維持流量発電所）。なお、水車内部点検時には発電停止し、水車入口弁を閉鎖するが、その際にも維持流量を放流する必要があることから、水圧管路末端部にバイパス管を設け、代替放流できるようにしている。

ダム直下の維持流量発電所に上流への魚の革新的な輸送システムを併設し、魚類保護対策を行った事例が新 North Fork 発電所（米国）である。新水車からの放流水は、fish trap のスクリーン床を経由して新発電所から放流され、魚は溝状の魚入口を通して築の中に引き寄せられ、搬送ホッパー／トラムを介してダム頂部に持ち上げられる。魚の誘導・捕集システムの性能チェックのために水理模型実験が実施され、水車放水路放流状態（水車性能）に悪影響を与えないことを確認した。

B.3.2 水車

維持流量発電に適用される水車型式は有効落差、使用水量に加えて、貯水池水位変動による水車落差変動、流量変動を考慮して選定される。図 1 は小水車用水車選定図に表 1 の維持流量発電

一覧表の各発電所に適用された水車を型式別にプロットしたものである。水車型式はクロスフロー水車の適用が一般的であるが、比較的小流量範囲ではプロペラ水車、大流量範囲では横軸フランシス水車が適用されている。クロスフロー水車は、その簡単な構造から、運転、保守が容易であること、ガイドベーンによる流量調整も可能であり、広い運転範囲を有すること、機器価格も安いという特徴がある。その一方で衝動水車の一種であることから、ランナの位置は放水面より高い位置とする必要があり、落差を十分に利用できない短所がある。フランシス水車はクロスフロー水車と異なり、ランナから吸出し管まで常に水で満たされているため、水車から放水庭までの落差も有効に利用できると共に、流量調整も可能である。プロペラ水車は低落差に適した水車であり、コストダウンのために流量調整機能が省略されているため、落差、流量とも変化しない地点に適用される。プロペラ水車の内、水中タービン水車は水車および発電機が一体構造として配管内に水中設置され、発電所建屋は不要であることから、設置上の制約が小さい特徴がある。

最終的な適用水車の決定は、当該地点特性（既設ダム周辺地形、貯水池運用等）を考慮の上で、選定された水車候補に対する経済面、保守面、流量制御性能面、品質管理面の比較検討を行うことが求められる。

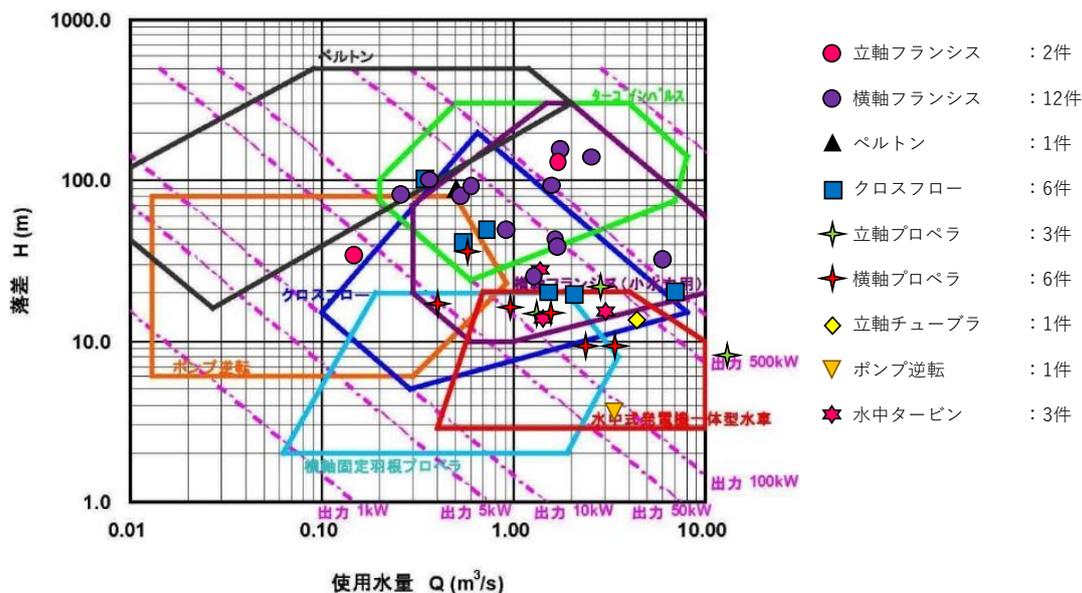


図 1. 小規模水力発電用水車選定図

(図中のプロットは表 1 のデータを水車型式別に示したもの)

B.3.3 発電放流水の制御

維持流量発電の使用水量は変動するダム水位に対して、求められる維持流量を常に上回る量を確保する必要がある。発電運用パターンは、①開度調整による一定放流（維持流量を最大使用水量とし、ダム水位に関係なく常に一定量を放流する）、②開度一定（最低水位時の流量を維持流量とし、満水位時の流量を最大使用水量とする）、③開度一定+出力一定（基準水位までは開度一定とし、基準水位以上は出力一定とする）があり、適用水車の選定の中で検討される。

この内、②開度一定方式は流量調整制御が不要であることから、プロペラ水車等、固定ランナ機構の簡易構造の水車を選定できる利点がある一方で、必要以上の流量を発電利用することから、既設発電所の使用水量が減じられ、トータルで減電になるので注意が必要である。しかし、維持流量の発電利用以前の、洪水吐ゲートまたはダム放流管の開閉が自動制御されず、求められる維持流量を上回る放流を行い、既設発電所の減電を余儀なくされていた時代と比較すれば、維持流量発電利用により、効率的な水資源利用が大きく改善されたと言える。

ポルトガルの Castelo do Bode 発電所（ダム式）では、主水車と副小水車からの発電放流水に加えて、ダム直下への環境放流を補完する目的で設置された放流設備と共に、これら設備間の連携運転を可能とする制御装置およびグリッドとの連系装置が付加され、月単位で変化する維持流量要求量に対して、主副水車と放流設備による組合せ運転パターンの最適化を行っている。

B.4 維持流量発電開発における課題と解決策

B.4.1 土木技術的課題

維持流量発電所は、既設ダム・発電所に付加する形で発電設備を新設または増設されるが、この際に課題となるのは、コスト低減のための簡易な設備の構築であると共に、可能な限り既設設備を流用することである。ダムの既設維持流量放流設備を流用して維持流量発電設備を付加する場合には、既存の管径が小さく、損失落差が大きくなる点に留意する必要がある。簡易な取水設備であるサイホン管は既設発電所取水とは独立に取水する場合に用いられ、ダム堤体の穴あけにより、新たに設けられる放流管方式と異なり、既設構造物への影響を考慮せずに設置可能であり、水車入口弁を省略できた事例（相原発電所）もあるが、ダム水位低下に伴うサイホン高さが増加してサイホン管内での水柱分離発生およびサイホン呑み口での空気連行渦発生など、サイホンブレイクを生じないような対策を講じる必要がある。

発電所はダム直下の地形的に狭隘なスペースに建設され、洪水による水没から回避する必要から、設計・施工上の工夫が求められる。水車・発電機が一体となった水中タービンにより建屋を省略し、洪水時の水没を回避した事例（川原維持流量発電所）、ダム直下流に発電所設置スペースがないことから、洪水吐導流壁内に設けられた立坑内に発電設備を設置した事例（小網発電所、秋葉第三発電所）がある。ダム直下での河川内工事に対する安全・コスト面の考慮から、発電所工事のための仮締め切り内の工事を非出水期に限定した事例（大桑野尻発電所）、ダム導流壁内に発電所を設け、導流壁外に設置する場合に必要な水替えの省略や発破掘削の制約を緩和させた事例（小網発電所）、および既設トンネル（ダム建設時当時の工事用トンネル）内に横軸プロペラ水車を設置した事例（陰平発電所）がある。

B.4.2 電気技術的課題

維持流量発電に適用する水車の最大使用水量は、求められる維持流量を常に上回ると共に、季節的な流量変動とダム水位変動に対応できることが求められる。このような要件を満足する水車型は種々あるが、機器価格、保守管理性、流量制御性を勘案した総合的検討により、選定する

ことが求められる。

水中タービンはガイドベーンが固定式で、流量調整ができないことから、ダム水位が低水位時の使用水量を維持流量に合わせ、満水位時の呑込み流量を最大使用水量とする必要がある。この結果、求められる維持流量を上回り、既設発電所を含めたトータルの電力量が減電になる可能性があることから、保守管理性および土木設備（建屋省略可）を含めた経済性等から比較検討することが求められる。

横軸プロペラ水車の場合も、単機では設置地点の落差が機器設計落差より高いことから、2台を直列に設置して設置地点の落差をほぼ二分割して汎用横軸プロペラ水車を有効利用する形態を取った事例（陰平発電所）がある。

B.4.3 コスト低減課題

維持流量発電の発電単価は規模が小さいことから、スケールメリットがなく割高である。従って、発生電力を発電所所内電力として使用する場合、あるいは既設発電所発電経費に含ませる場合を除き、新規電源として開発するにはハードルが高くなっている。そのため、導入に当たっては、再生可能エネルギー開発促進のための補助制度は不可欠で、日本では RPS 法（2003 年～2012 年）および FIT 法（2012 年～）により、維持流量発電を含む小水力が開発支援されてきているが、2000 年以前と同様、開発量は依然として小規模に留まっている。

維持流量発電建設費に占めるウェイトが大きいのは、水車・発電機等の電気関係工事費である。従って、経済性向上を図るためには、機器費のコストを如何に低減させるかがポイントとなる。そのための方策として、①規格品水車ラインアップからの選定 ②使用条件や設置条件等を考慮した仕様の簡略化や低価格水車の選定 ③付帯電気設備を含む一括購入等を含めた取り組みが求められている。

表 1. 河川維持流量発電所一覧：諸元

発電所名	事業者名	実施年	流域面積	ダム型	ダム高	維持流量	比維持流量	P (kW)	Q (m ³ /s)	He (m)	E (MWh)	水車型式
			(km ²)	式	(m)	(m ³ /s)	(m ³ /s/100km ²)					
祝子第二	宮崎県企業局	2010-12	45.2	CG	60.0	0.14	0.31	35	0.14	34.75	209	立軸フランシス
土室川	東京電力	1996-99	13.5	CG	105.2	-	-	350	0.50	89.94	1225	3射横軸ペルトン
川原維持流量	九州電力	2010-11	359.2	CG	23.6	N/A	-	150	1.40	12.78	1300	水中タービン
蔭平	四国電力	2009-10	270.8	CG	62.5	0.54	0.20	150	0.58	37.24	N/A	横軸プロペラ
奥只見維持流量	JPOWER	1999-03	595.1	CG	157.0	2.56	0.43	2700	2.56	130.30	N/A	横軸フランシス
North Fork Skokomish	アメリカ	2009-13	N/A	CA/CG	71.60	2.8~8.5	-	3600	3.40	N/A	22000	立軸フランシス
出し平	関西電力	2013-14	461.2	CG	76.7	1.68	0.36	520	1.76	37.29	2290	横軸フランシス
胆沢第四	岩手県企業局	2011-12	N/A	CG	約 25.0	1.90	-	170	2.28	9.85	1193	横軸プロペラ
新利南	群馬県企業局	2010-11	635.3	CG	40.0	1.83	0.29	1000	7.00	20.49	4000	クロスフロー
飯野	東北電力	2013-14	2756.0	CG	21.5	3.00	0.11	230	3.20	9.57	1699	横軸プロペラ
新串原	中部電力	2014-15	514.2	CG	38.0	1.49	0.29	230	1.56	19.80	1700	クロスフロー
大桑野尻	関西電力	2010-11	1341.8	CG	32.1	2.70	0.20	480	2.82	22.50	3750	立軸プロペラ
くったり	JPOWER	2013-15	940.0	RF	27.5	4.00	0.43	470	4.40	13.40	N/A	立軸チューブラ
道志ダム	神奈川県企業庁	2005-06	112.5	CG	32.8	0.30	0.27	50	0.40	18.50	280	横軸プロペラ
東第二	群馬県企業局	2004-06	254.0	CG	140.0	0.33	0.13	240	0.33	100.12	1864	クロスフロー
小網	栃木県企業局	2006-07	606.1	CG	23.5	1.15	0.19	130	1.31	14.00	987	立軸プロペラ
高遠さくら	長野県企業局	2015-17	377.4	CG	30.9	0.96	0.25	199	1.10	23.00	199	横軸フランシス
相原	山口県企業局	2013-14	543.0	CG	7.8	N/A	-	82	3.20	3.87	328	立軸ポンプ逆転
秋葉第三	JPOWER	1988-91	4490.0	CG	89.0	6.00	0.13	1700	6.00	32.90	N/A	横軸フランシス
真名川ダム	国交省	-2003	223.7	CA	127.5	0.67	0.30	490	0.67	95.50	2650	横軸フランシス
胆沢第三	岩手県企業局	2011-14	185.0	RF	127.0	1.80	0.97	1500	1.80	105.20	11729	横軸フランシス

発電所名	事業者名	実施年	流域面積	ダム型	ダム高	維持流量	比維持流量	P	Q	He	E	水車型式
			(km ²)	式	(m)	(m ³ /s)	(m ³ /s/100km ²)	(kW)	(m ³ /s)	(m)	(MWh)	
稲核	東京電力	1998-99	470.4	CA	60.0	1.34	0.28	510	1.64	41.33	3015	横軸フランシス
葛野川マイクロ水力	関電工	-2014	13.5	CG	105.2	0.25	1.85	160	0.25	82.00	735	横軸フランシス
秋神水力	シーテック	2015-16	83.3	CG	74.0	0.29	0.34	290	0.73	50.33	1330	クロスフロー
さこれ水力	シーテック	2017-18	770.0	CG	18.0	2.78	0.36	380	3.03	14.81	2660	水中タービン
綾戸発電所	東京電力	-1998	1696.6	CG	14.5	4.23	0.25	670	11.23	8.06	N/A	立軸プロペラ
一ツ瀬維持流量	九州電力	-2013	445.9	CA	130.0	0.90	0.20	330	0.90	50.42	2200	横軸フランシス
東河内	中部電力	-2001	329.2	CG	69.0	0.55	0.17	170	0.55	40.62	N/A	クロスフロー
新興泉	中部電力	2017-18	464.60	CG	44.5	N/A	-	320	2.07	19.00	1300	クロスフロー
上椎葉維持流量	九州電力	-2013	223.6	CA	110.0	0.52	0.23	330	0.52	81.40	2400	横軸フランシス
Hegsetdammen kraftverk	ノルウェー	-2015	1527.00	CA	30.0	1.50	0.001	280	1.20	29.40	350	水中タービン
Castelo do Bode	ポルトガル	-2020	3950.00	CA	115	0.64- 26.32	0.00016- 0.0067	194	3.00	93.70	8321.00	横軸フランシス
Wonorejo Dam	インドネシア	-2002	N/A	RF	100.0	N/A	-	200	0.95	15.00	N/A	横軸プロペラ
京極名水の郷発電所	ほくでんエコ エナジー (株)	2016	51.3	RF	54.0	3.3	0.06	730	3.3	29	1700	横軸プロペラ
虎王発電所	東京電力	2011	31.2	CG	120.0	0.35	0.01	270	0.35	101	1600	横軸フランシス

表 2. 河川維持流量発電所一覧：特徴

発電所名	維持流量放流方法	維持流量発電の特徴
祝子第二	既設祝子発電所（ダム水路式）の導水路から分岐した水圧管路からダム直下に放流し発電	祝子ダムからの維持流量放流は従来、水位の変化に応じて管路出口に設けたゲート開度を定期的を手動にて調節し、規定流量より多めの運用を行っていた。維持流量を利用した発電所設置後は、規定された量に自動調整することで、既設祝子発電所の発電使用水量をも増加することができた（立軸フランシス）。
土室川	既設揚水地下池ダムに設置した選択取水設備から、自然放流水をダム直下に放流し発電	発電所の流量調整は、ダム放流制御の一環として行われ、目標放流量に対し、発電時は水車ニードルの開度制御およびノズル切替えの組み合わせによる調整、発電停止時は放流ゲートの開度制御による調整を行った。
川原維持流量	既設川原発電所（ダム水路式）の導水路から分岐した水圧管路からダム直下に放流し発電	水車と発電機を一体とした水中タービンを採用し、発電所建屋を省略すると共に、設備の簡素化による経済性や保守性の向上を図った。
蔭平	既設蔭平発電所（ダム水路式）の取水口から分岐した水圧管路からダム直下に放流し発電	水車発電機は狭隘な既設トンネル（建設時当時の工事中トンネル）内に設置できる安価な横軸プロペラ水車を2台直列配置することで、設置スペースの制約や、高落差に対応すると共に、ダム水位の変動に対して流量を一定に調整した。単機では本計画の落差（37.24m）に適用できる機種はなかったため、横軸プロペラ水車2台を直列設置し、落差を分担する形態を採用した。
奥只見維持流量	既設奥只見発電所（ダム水路式）の取水口から分岐した水圧管路からダム直下に放流し発電	奥只見発電所増設に伴い設置した維持流量放流設備を利用し、維持流量発電所を建設。変落差比（Hmax/Hmin）は2.05を満たし、かつメンテナンスが容易な横軸フランシス水車を適用した。また、維持流量放流のための既設本管1号水圧管路が停止時において、代替の4号水圧管路からの分岐放流も考慮されている。
North Fork Skokomish	ダム直下に放流する既設の河川維持流量放流管に水車発電機を設置	クシュマン第二ダム直下で放流バルブを利用して放流していた維持流量水を利用して、ダム直下に新 North Fork 発電所を設置（フランシス水車）。これに合わせて、上流への魚の移送システムが建設された。
出し平	ダム直下に放流する既設の河川維持流量放流管に水車発電機を設置	既設出し平ダムの既設維持放流管末端から水圧鉄管を延伸し、水車発電機を設置。維持流量の季節による変動幅、ダム運用水位の変動幅が大きいと、可変速型小水力発電設備を設置した（横軸フランシス）。
胆沢第四	既設胆沢第二発電所の若柳堰堤からサイホンで取水してダム直下に放流し発電	胆沢第二発電所の若柳堰堤（取水設備）から胆沢川に放流する河川維持流量と灌漑水の合計を利用する小水力発電所。水車は横軸プロペラ水車で、流量変動および落差変動にも対応可。また、既存の施設に影響を与えないように、サイホン管を利用して取水することや発電放流停止時にも正常流量を流下できる代替の放流管を併設していることが特徴。

発電所名	維持流量放流方法	維持流量発電の特徴
新利南	既設利南発電所の取水口、導水路を共有し、水圧管路から分岐してダム下流に放流	平出ダムからの無効放流および平出ダム下流の河川環境を改善するための維持放流を利用した発電所である。
飯野	既設蓬莱発電所（ダム水路式）の取水口を共有し、新設発電所・放水路を経て、蓬莱発電所取水口排砂路に接続してダム下流に放流	既設蓬莱発電所の取水ダムから放流している河川維持流量を有効活用した維持流量発電所。河川維持流量を下回らないよう、取水堰に直結した蓬莱発電所の出力変動に応じて生じる使用水量の「ゆらぎ」を考慮（流量の5%程度）して維持流量発電の最大使用水量を設定し、コスト低減・工期短縮のために簡易な横軸プロペラ水車発電機を採用した。
新串原	ダム右岸上流面に新設した取水設備より取水し、水圧管路を経てダム下流に設置した発電所へ導水。従前は洪水吐ゲートから放流していた。	既設矢作第二発電所の取水ダムから放流している河川維持流量を有効活用した維持流量発電所（クロスフロー水車）。工事場所の狭隘性、既設堤体の貫通、堤体への影響を考慮した振動の少ないワイヤーソーイング工法の採用などについて検討・対応実施。最大使用水量は河川維持流量 1.49m ³ /s に対して、ダム水位変動や発電機制御により生じる±2.5%の揺らぎを考慮し、5%付加した 1.56m ³ /s とした。また、これまで流量の微調整が行えない洪水吐ゲートからの放流により 0.2～0.3m ³ /s 程度の溢水を解消できたため、矢作第二発電所の電力量を増加することができた（約 40 万 kWh）。
大桑野尻	ダム左岸上流面に新設した取水設備よりサイホンで取水し、水圧管路を経てダム下流の発電所へ導水。従前は洪水吐ゲートから放流していた。	ダム運用水位が最低水位において維持流量を発電使用水量にて放流できるようにした。水車は水中タービンを適用し、建屋を省略したが、ダム直下での河川内工事に対する安全・コスト面の考慮し、仮締め切り内の工事は非出水期に限定した。
くったり	ダム左岸に設置した既設維持流量放流設備を利用し、放流バルブ室内に水車発電機を新たに設置し、発電後ダム直下に放流	既設熊牛発電所の屈足ダムに維持流量発電設備を設置。最大使用水量は河川維持流量 4.00m ³ /s に対して、ダム水位変動や発電機制御により生じるゆらぎを考慮し、5%付加した 4.20m ³ /s とし、上限 4.4、下限 4.0 で制御した。水車は環境対応（漏油対策）から S 形チューブラ水車とした。
道志ダム	既設道志第一、第二発電所（ダム水路式）の導水路から分岐し、ダム直下に放流し発電。従前はポンプ汲み上げ方式により放流	既設道志第一、第二発電所の道志ダムに維持流量発電設備を設置（横軸プロペラ水車）。ダムの水位変動幅は 5m で、維持流量発電設備の総落差 20m の 25%にあたることから、維持流量を安定して過不足なく放流するため、流量制御装置を付加した。
東第二	既設東発電所（ダム式）の水圧管路から分岐した水圧管路からダム直下に放流し発電	既設東発電所および小平発電所の草木ダムに維持流量発電設備を設置（クロスフロー水車）。貯水位が変動する発電計画であることに応じた運転パターン(①開度調節による流量一定制御、②最低水位で維持流量を確保する開度一定制御、③開度一定制御・出力一定制御の併用)の比較、既設発電所の減電量が最も少ない開度調節による流量一定制御の採用、などについて検討・対応実施。最大使用水量は既設東発電所の減電を考慮し、維持流量と同一とした。

発電所名	維持流量放流方法	維持流量発電の特徴
小網	既設川治第二発電所(ダム水路式)の導水路から分岐した水圧管路からダム直下に放流し発電	既設川治第一および第二発電所の小網ダムに維持流量発電設備を設置。ガイドベーンを持たない構造であるため、ダム水位増減による出力変化がある。既設他発電所の導水路から分岐させ導水するため取水口等は新設しないことによるコストダウン、ダム導流壁内に発電所を設けることにより、施工上の制約がない点が特徴。
高遠さくら	既設高遠ダムからサイホンで取水し、ダム直下の発電所に導水後、放流	既設春近発電所の高遠ダムから取水し、維持流量発電設備を設置(横軸フランシス)。サイホン使用によるダム堤体への影響緩和、維持管理費低減が図られた。一般的な水車効率は最大使用水量の80~90%が最も効率が高くなることから、維持流量0.96m ³ /sが80%に相当する最大使用水量を検討範囲とし、1.10m ³ /sとした。
相原	上流の新阿武川ダム発電所の逆調整池である相原ダムからサイホンで取水し、直下の発電所に導水	阿武川ダム直下の新阿武川発電所の逆調整池として築造された相原ダムの落差と放流される流水の一部を活用して発電。既設流量調整ゲートとの併用により、発電機側の流量調整機能を省略したポンプ逆転水車発電機を適用し、建設コストの低減を図っている。サイホン式を採用することにより、取水設備設置に係る土木工事費を削減できたと共に、入口弁を省略できた。
秋葉第三	新設の秋葉第三発電所水圧管路から分岐後、同じ発電所建屋内の小水車に導水し発電後、ダム直下に放流	ダムの溢水を利用して第三発電所を新設すると共に、河川維持流量を使った小水車を設置した。秋葉第三発電所は、既設秋葉調整池への流入量が多く、第一発電所、第二発電所による発電を行っていたが、さらに年間約100日程度発生している秋葉ダムの溢水を利用して、第三発電所を新設し、同建屋内に小水力発電設備を設置した。
真名川ダム	ダム維持流量放流管から分岐し、発電後、ダム直下に放流	真名川ダムは洪水調整と不特定灌漑および発電機能をもったダムとして建設。ダムのすぐ下流約3kmは、川にほとんど水が流れていない区間があり、これを解消すべく水環境改善事業に取り組み、0.67m ³ /sを河川維持用水として放流。この河川維持用水を利用して「ダム管理用小水力発電設備(横軸フランシス)」が整備された。
胆沢第三	新胆沢第一発電所(JPOWER、ダム式)の水圧管路から分岐し、発電後、ダム直下に放流	石淵ダムに代わる胆沢ダムの建設により維持流量を使用した小水力発電所を建設(横軸フランシス)。胆沢第三発電所はJPOWER胆沢第一発電所と発電所建屋、水圧管路、屋外開閉所、送電線等を共有。
稲核	ダム堤体に設置された取水口からダム直下の発電所に導水し、発電後放流	竜島発電所が取水している稲核ダムの維持流量を使用した510kWの稲核発電所を建設した。
葛野川マイクロ水力	葛野川ダムの水回し水路設備を利用して発電し、ダム直下に放流	東京電力・葛野川水力発電所の下部ダム「葛野川ダム」に設置された「水回し水路設備」の水路を活用した有効落差82m、流れ込み式160kWのマイクロ水力発電所
秋神水力	既設維持流量放流管から分岐して、新設した発電設備に導水後、ダム直下に放流	秋神ダムは下流にある朝日発電所運転のある朝日ダムの貯水能力を増強させるための取水ダムである。本ダムの維持流量を使用し、定格出力290kWの発電所を建設した。

発電所名	維持流量放流方法	維持流量発電の特徴
さこれ水力	既設取水口からサイホンにてダム直下の立坑発電所に導水し放流	東上田ダムは東上田発電所、中呂発電所の取水ダムである。ダムの維持流量 2.78m ³ /s を使用し、定格出力 380 kW の発電所を建設した。
綾戸発電所	既設ダムの流木路を導水路に改造し、河川維持流量を用いて発電後、ダム直下に放流	綾戸ダムは佐久発電所、中呂発電所の取水ダムである。ダムの維持流量を使用し、定格出力 670 kW の発電所を建設した。
一ツ瀬維持流量	既設一ツ瀬ダムから一ツ瀬発電所への水路から分岐した河川維持流量を用いて発電し、ダム直下に放流	一ツ瀬ダムから放流していた維持流量を使用した 330kW の小水力を設置。
東河内	既設維持流量放流管から分岐して、新設した発電設備に導水後、ダム直下に放流	畑薙第二ダムから放流していた維持流量を使用した小水力を設置（クロスフロー水車）。ダムの水位が変化しても常に一定量を放流するために、ガイドベーン開度を自動制御する。発電停止時は、隣接の放流弁が自動で開いて、維持流量放流を代替する。
新奥泉	既設維持流量放流管から分岐して、新設した発電設備に導水後、ダム直下に放流	奥泉ダムから放流していた維持流量を使用した 320kW の小水力を設置（クロスフロー水車）。
上椎葉維持流量	上椎葉ダムの維持放流設備に発電設備を設け、発電後、ダム直下に放流	上椎葉ダムから放流していた維持流量を使用した 330kW の小水力を設置。
Hegsetdammen kraftverk	ダムからの維持流量放流管に発電機と一体型の水車を導入し、発電後ダム直下に放流	Hegsetfoss power plant の貯水池である Bjørga reservoir のダム、Hegsetdammen に河川維持流量を用いた発電所を新設し、280kW の発電を行っている。既設の放流管の位置の関係で水車発電機一体型を用いて発電する設計とした。
Castelo do Bode	既設発電所（ダム式）の主副水車および新設された放流設備からダム直下に放流	既設発電所（ダム式）の主水車と副小水車からの発電放流水に加えて、ダム直下への環境放流を補完する目的で設置した放流設備により、月単位で変化する維持流量要求量に対して運転パターンの最適化を行っている。
Wonorejo Dam	Wonorejo ダム放流設備管路に水車・発電機を設置し、発電後、ダム直下に放流	Wonorejo 多目的ダムに義務付けられた放流に対し、水車・発電機を導入し、発電電力をダム管理に使用するものである。ダム水位の変化に対応するため、圧力調整に減圧弁を使用している。
京極名水の郷発電所	低水放流設備からの放流水を利用して発電後、京極ダム放流路トンネルに放流	北海道電力が建設した京極発電所の下部ダム、京極ダムの低水放流設備から放流される放流水を活用する発電所「京極名水の郷発電所」を建設。低水放流設備から水圧鉄管を分岐して設置し、最大 3.3m ³ /s の取水を行うものである。横軸プロペラ水車を合計 4 台、2 直列、2 並列接続で使用。水車と発電機は京極ダムゲート室内に据え付けられた。
虎王発電所	純揚水発電所下部ダムの水回し水路の未利	ダム下流河川の水質変化、生態系への影響を低減させる目的で、神流川揚水発電所の下部ダムである上野ダムに設置さ

発電所名	維持流量放流方法	維持流量発電の特徴
	用落差を利用して発電し、ダム下流に放流	れた水回し水路から下流への放流水を用いた発電。水回し水路は、上野ダムの上流に取水ダムを設けて河川水を取水し、調整池を迂回させてダム下流に放流する。