

尾原ダム水力発電ハイブリッド計画中間報告

和田守 真也¹・梅野 秀明¹・山下 幸一郎²

¹中国地方整備局 出雲河川事務所 尾原ダム管理支所 (〒699-1342 島根県雲南市平田町211-5)

²中国地方整備局 出雲河川事務所 管理第二課 (〒693-0023 島根県出雲市塩冶有原町5-1) .

気候変動への適用・カーボンニュートラルへの対応のため、治水機能と水力発電の促進を両立させる「ハイブリッドダム」の取組が推進されており、尾原ダムは、「再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース」において、発電利用されていない既存ダムへの発電機の設置が位置づけられている。ケーススタディを実施し、事業スキーム、公募方法を検討。民間事業者から意見聴取を実施し、発電施設の新設を行う事業の事業化（新たに参画する民間事業者等の公募）を目指す。ここでは、尾原ダムの水力発電による、再生可能エネルギー利用の促進を目的としたハイブリッド計画についての中間報告を行う。

キーワード 尾原ダム、ハイブリッドダム、水力発電、カーボンニュートラル、PFI事業

1. はじめに

国土交通省では、近年の気候変動の影響による水害の激甚化・頻発化を踏まえた治水対策とともに、2050年のカーボンニュートラルに向けた取組を加速させるため、治水機能の強化と水力発電の促進の両立に加え、ダムが立地する地域の振興にも官民連携で取り組む「ハイブリッドダム」の取組を進めている。

この取組にあたっては、ダムにおける水力発電や地域振興への新規参入を含む多様な民間企業等と連携することで、水力発電の促進や、民間活力による地域振興の実現が可能と考えている。また、ハイブリッドダムを進める手法としては、既設ダムの運用高度化や既設ダムへの発電施設の新設・増設、ダムの改造や新規ダムの建設など様々な手法が考えられる。

この中で2023年に、既設ダムへの発電施設の新設・増設の事業化に向け、現在発電に利用されていないダム下流への補給水（利水や河川環境の保全等に利用）を活用することで増電が期待できる、国土交通省が管理する湯西川ダム（栃木県）、野村ダム（愛媛県）、尾原ダム（島根県）の3ダムを対象に、民間事業者等の参画手法や事業スキームについて検討を行うケーススタディを実施した。そのうち、中国地方整備局、出雲河川事務所が管理する尾原ダムについての検討結果を報告する。

2. 尾原ダムの概要

(1) 尾原ダムの概要

尾原ダムは、島根県東部の斐伊川水系斐伊川の上流に建設された堤体高90m、堤頂長440.8m、総貯水容量6,080万m³の重力式コンクリートダムである。斐伊川の総流域面積は2,070km²であり、そのうち尾原ダムの流域面積

は289km²である（図-1）。ダムの機能として、①洪水調節、②河川環境の改善、③水道用水の供給、としての役割を有している。

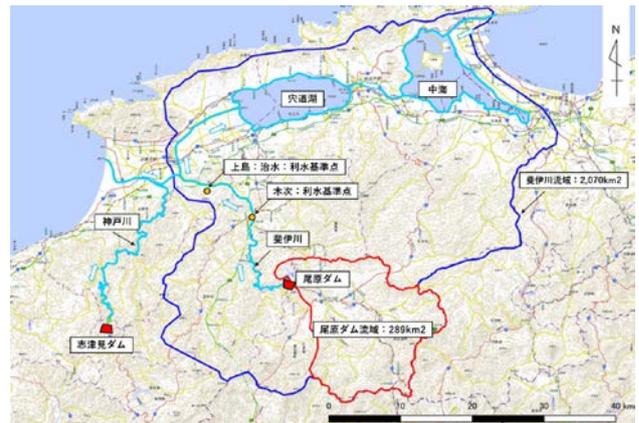


図-1 斐伊川水系、尾原ダム流域図

(2) 発電事業撤退の経緯

尾原ダムにおける管理用発電の可能性検討として、2004年には管理用発電の概略設計が実施されている。また2005年には減勢工の形状が変更となったことに対して、発電計画の見直しを行い、実施設計が行われている。しかし、2012年のダム建設時は発電事業が撤退している。

要因として以下の3点の理由により撤退したと推察される。

a) 不安定な動力源

尾原ダムの発電所は管理用発電施設であり、ダム管理施設に電力を供給した上での余剰電力を充電するため、電力会社にとっては、充電目的で建設される一般の水力発電所に比べて供給計画の立て難い不安定な電力源であり、積極的な購入を望まない電力源に分類される。

b) 電力購入によるメリット

当該発電所の発電方式はダム式でありRPS法（電気事業者による新エネルギー等電気の利用に関する特別措置法）において、一般水力の中でも当時は、新エネルギーとして位置づけられておらず、電力会社の電力購入によるメリットが少なかった。

c) 発電事業の妥当性

2005年の実施設計で検討された発電計画では、最適規模の最大使用水量1.5m³/sだけでなく、最大需要見合規模350kWと最低需要見合規模50kWについて発電施設の概算工事費および発電電力量等の諸元を整理し、発電事業の妥当性を検証されている。検証結果としては、需要見合規模案では妥当性が得られない結果となっている。

(3) 尾原ダムの放流状況

a) 低水時の放流状況

尾原ダムの低水管理状況として、下流基準点である木次地点、上島地点において確保流量が下回る場合利水補給を行っている。

b) 斐伊川ダムの取水状況

下流にある北原発電所の改修工事に伴い、上流に位置する斐伊川ダムでは、2020年6月から2024年2月まで取水を停止していた。通常は最大14.0m³/sを取水し、阿井川ダムへ送水していた（図-2）。北原発電所の改修工事期間は斐伊川ダムで取水停止し、下流へ全放流を実施していたが、北原発電所の工事後は斐伊川ダムから下流に向けて維持流量0.6m³/sを放流し、阿井川ダムへは工事前と同様に最大14.0m³/sを送水している（図-3）。

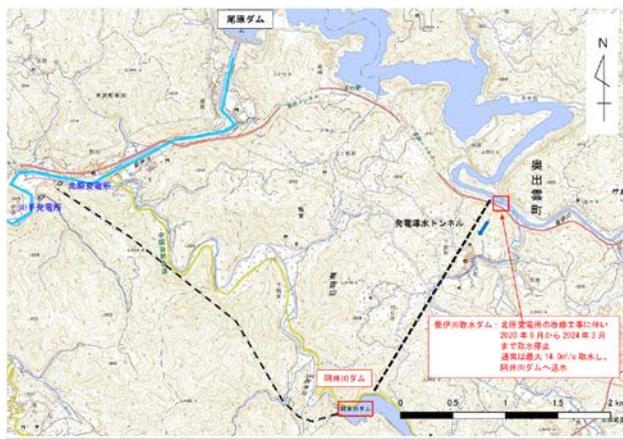


図-2 尾原ダム流域拡大図

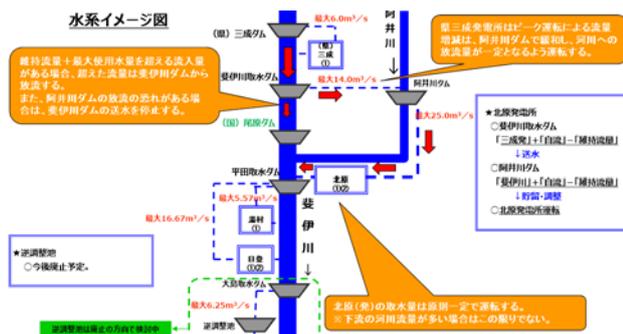


図-3 北原発電所改修工事後の水運用

(4) 基本的事項の整理及び検討

a) 貯水位、流入量、放流量の経年変化

2020年6月以降、北原発電所の改修工事に伴い、上流に位置する斐伊川ダムにて取水を停止している。その結果、改修工事開始以降の期間は尾原ダムで増水が確認されている。上記により、発電計算は2013年～2019年を対象期間とする。尾原ダムの貯水位、流入量、放流量の経年変化、貯水位の年間変動を示す（図-4、図-5）。

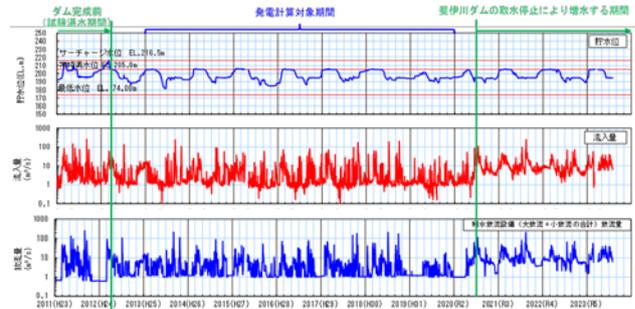


図-4 貯水位、流入量、利水放流設備放流量の経年変化

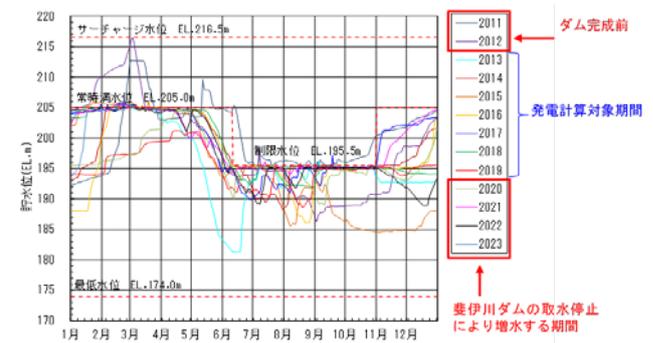


図-5 貯水位別の年間変動

b) 既往検討の概要

「平成26年度 志津見ダム・尾原ダム測量設計業務」において、放水位置について2案検討している。建設時には事業実施を断念したが、2012年7月に再生可能エネルギー固定価格買取制度が始まり、売電単価が従来の4倍程度まで上昇した（7.5→31.3円/kWm）ことから再度計画を見直すこととなった。

2005年の実施設計との違いとして、

- ① ダムが完成しているため、掘削して発電設備を設置する必要がある。
 - ② ダムの運用（放流）は河川整備基本方針の方法に変更（確保流量が変更され、放流量が減となる）が挙げられ、見直しとして仮設費の追加や、掘削を抑えられる施設配置の方が経済的となる可能性があるため、施設配置の再検討、これにともなう売電計算等が必要となり、基本的に全ての項目で再検討が必要となっていた。
- ① 第1案：第1減勢池に放流する案。放水位が高くなり、

最大出力は小さくなるが、土工規模、溪流付け替え範囲が狭い。

- ② 第2案：第2減勢池に放流する案。放水位が低くなり、最大出力は大きくなるが、土工規模が大きく、溪流水路の付け替え延長が長い。

上記2案の発電検討を行った結果、溪流付け替が最小限となり、最も経済的な第2案が選定されている。本検討においては、両案を基に検討を実施した。

c) 発電形式・発電規模検討

①上流案, ②下流案 (図-6) について最大使用水量, 水車・発電機の効率を検討し, 発電量算定を実施した (表-1)。

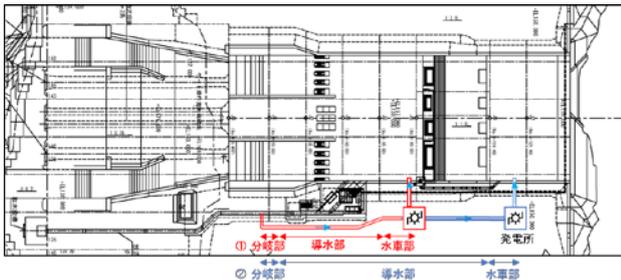


図-6 ②下流案の発電所位置, 管路ルートイメージ図
(①：上流案, ②：下流案)

表-1 発電量算定条件

項目	条件内容
対象放流量	利水放流設備 (小放流+大放流の合計放流量) 対象期間：2013~2019年
最大使用水量	1.0~5.5m³/s
取水水位	取水水位は「基準有効落差算定時」、「最大出力時」についてそれぞれ以下の値を設定。 ・基準有効落差算定時：現行貯水池運用より算定した重心水位 (2013~2019年) ・最大出力時：常時満水位EL.205.0m
放水水位	①上流案：放水水位EL.149.5 m (1次減勢池水位) ②下流案：放水水位EL.139.1 m (2次減勢池水位)
損失落差	最大使用水量ごとに管径を設定し算定
有効落差	・基準有効落差=重心水位-放水水位-損失落差 ・最大出力時有効落差=常時満水位EL.205.0m-放水水位-損失落差
水車型式	横軸フランシス水車 (有効落差、最大使用水量より決定)
水車効率・発電機効率	水力発電計画工事費積算の手引きに準拠
変落差効率	中小水力発電ガイドブック (新訂5版) に準拠

d) 発電量算定結果

前節で検討した条件を踏まえて, ①上流案, ②下流案における発電量を算定した (図-7)。

①上流案：最大出力, 年間可能発電電力量について, ともに最大使用水量5.5m³/sが最大となった。(最大出力：2,223kW, 年間可能発電電力量：5,846MWh)

②下流案：最大出力, 年間可能発電電力量について, ともに最大使用水量5.5m³/sが最大となった。(最大出力：2,708kW, 年間可能発電電力量：7,281MWh)

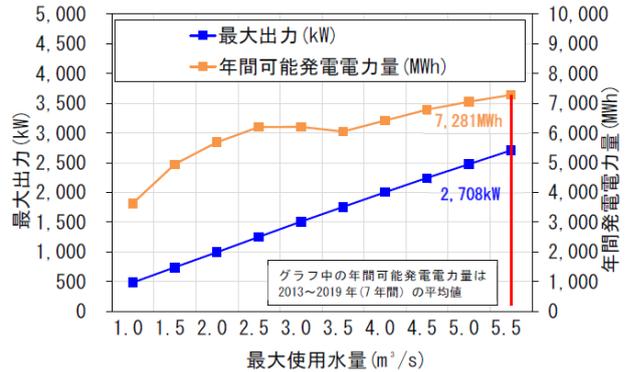
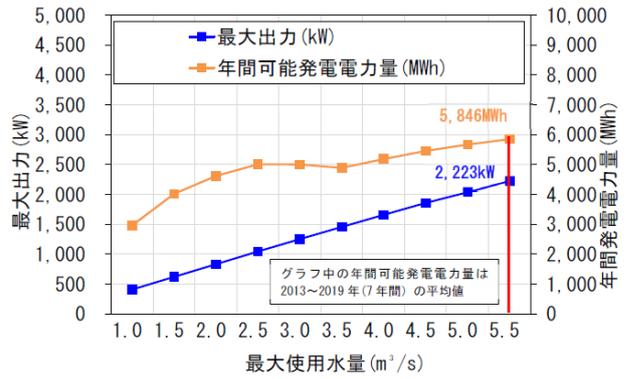


図-7 最大使用水量ごとの発電量, 最大出力
(上：①上流案, 下：②下流案)

e) 発電量算定結果

発電量の増加を目的として, 常時満水位や制限水位といった通常運用より高い「管理水位」の設定について可能性検討を実施した。また, 管理水位は, 事前放流の実施によって設定可能な貯水位とした。

設定した条件に基づいて, 管理水位を設定し, 増電効果を算定・比較した結果, ケース③が年間可能発電電力量の増分, 発電効果価格の増額分ともに最も大きい。しかし, ケース③の場合, 年間を通して予測雨量データを取得・確認する必要があるため, ダム管理の負担を増大させる可能性が考えられる (表-2)。

表-2 発電量算定条件

検討ケース	設定管理水位		事前放流の実施判断基準
	洪水期	非洪水期	
①	—	常時満水位 EL.205m+1.0m	MSMデータ33時間累積雨量
②	制限水位 EL.195.5m+1.5m	常時満水位 EL.205m+1.0m	洪水期：GSMデータ72時間累積雨量 非洪水期：MSMデータ33時間累積雨量
③	制限水位 EL.195.5m+1.5m	常時満水位 EL.205m+1.1m	洪水期：GSMデータ72時間累積雨量 非洪水期：GSMデータ72時間累積雨量

f) 後期放流活用操作の増電効果検討

ハイブリッドダムの取組内容として「ダム運用の高度化」が掲げられており, その中で洪水後後期放流の活用による増電といった, 治水容量の水力発電への活用を図る運用が求められている。本検討では, 尾原ダムが洪水調節を実施した洪水のうち到達水位が最も高い「2017.9.17洪水」を対象に後期放流活用操作による増電

効果の検討を行った。

後期放流は貯留した洪水を最大限発電に利用した後、常時満水位（制限水位）まで水位を低下させる運用である。本検討では、2ケースを想定し、各検討ケースにおける水位低下シミュレーション、増電効果を検討した（表-3、表-4）。

2ケースにおける増電効果と運用の実現性について、比較・評価を実施した。最も増電量が大きいのは、ケース②の31MWhである。しかし、尾原ダムは貯水容量が大きく、両ケースともに水位低下時間に長時間を要するため、再度発生する洪水に対して事前放流等の対応が困難となる。

表-3 水位低下シミュレーションの条件
（上：ケース①，下：ケース②）

項目	条件	備考
水位維持期間放流量	流入量と同量	
水位低下期間放流量	2.5m ³ /s	最大使用水量2.5 m ³ /s
水位貯留実施判断	洪水流量300 m ³ /s到達時	
水位低下に向けた放流開始判断基準	流入量2.5m ³ /s到達時	

項目	条件	備考
水位維持期間放流量	流入量と同量	当期間は、放流量16m ³ /sを超え発電所の縮切ゲートが閉じるため発電不可とする。
水位低下期間放流量	16m ³ /s	利水バルブの最大放流量
水位貯留実施判断	洪水流量300m ³ /s到達時	
水位低下に向けた放流開始判断基準	流入量16m ³ /s到達時	

表-4 増電効果，運用の比較

検討ケース	①	②
放流量	水位維持期間：流入量と同量 水位低下期間：最大使用水量2.5m ³ /s	水位維持期間：流入量と同量 水位低下期間：利水バルブ最大放流量16m ³ /s（発電所の縮切ゲートが閉じず可能な放流量）
維持水位	EL.199.02m	EL.199.02m
制限水位までの水位低下時間	—	120時間
発電算定期間	48時間（発電可能期間①）	120時間
通常運用時の発電量	40MWh	87MWh
後期放流運用時の発電量	54MWh	118MWh
増電効果	5MWh	31MWh

3. 水力発電設備の設計検討

(1) 発電規模における最適案の提案

a) ①上流案における発電規模の選定

最大出力が2,000kWを越える場合、「特別高電圧力」に分類され、設備の規格が異なり、施工費や維持管理費等が増大するため、不採用とした。

また、B/Cが1.0未満となる場合も、FIT期間中の事業として成り立たないと考えられるため、不採用とした。最大使用水量2.0m³/sは、年間発電電力量が大きく、B/Cも優位である。建設単価（円/kWh）は、最大使用水量1.5m³/sの方が優位であるものの、ほぼ同値であることを踏まえ、上流案として、最大使用水量2.0m³/sを採用した。

b) 発電所レイアウト

不断透土工法を採用し、既設構造物に影響を与えないように、分岐管位置はJ1-3.0mとした。また、本管から分岐管は、EL.149.4mまで立ち上げ、J5+8.2mまで延伸し、

この点より45度で発電所の接続標高EL.140.90mまで低下させ、発電所に接続させるものとした。この発電所は、超音波流速計の上流5.0mの直線区間を確保すべく、発電所の下流端がJ7に位置するように配置するものとし、発電所の基礎は、EL.133.0mとし、底面のコンクリート厚さは2.0mを確保するものとした。なお、発電所の規模はB11.3m×L13.4m×H19.9mである（図-8）。

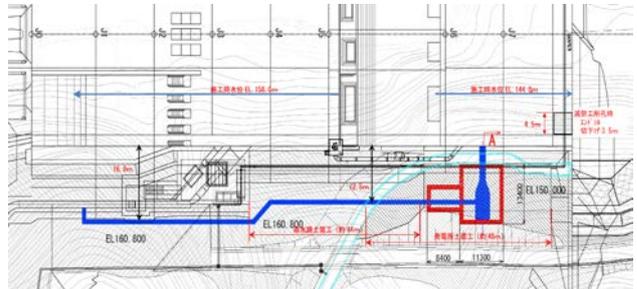


図-8 発電所平面配置図

c) 概算工事費

最大使用水量1.0～5.5m³/sごとに発電所の建設計画に係る概算工事費を算出した。仮設設備（溪流処理、土留等、仮設備）については、下流案における土留等の工事費を除いて、既往検討を参考とする。

概算仮設工事費は、土工約33,000m³、土留め工に要する鋼材量は約400tで、概算工事費は、約320百万円と算定される。

発電規模の最適案に選定した「下流案：最大使用水量2.5m³/s」における概算工事費について算定結果を示す（表-5）。概算工事費は予備設計で検討した仮設工事費320百万円を計上し、2,758百万円となる。

表-5 「下流案：最大使用水量2.5m³/s」概算工事費

2下流案 最大使用水量(m ³ /s)	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5
1) 基礎費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2) 建物関係	36	45	53	59	65	71	76	80	85	89
3) 土木関係	193	224	250	280	305	324	346	363	384	403
①水路	155	174	190	208	223	232	245	253	265	276
a. 取水ダム	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
b. 取水口	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
c. 沈砂池	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
d. 排砂路	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
e. 導水路	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
f. 水槽	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
g. 余水路	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
h. 水圧管	125	140	152	167	179	186	195	201	211	219
i. 放水路	2	3	3	4	4	4	5	5	5	5
j. 放水口	7	9	11	13	14	15	17	18	19	20
k. 代替放流設備	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
l. 施工費	14	16	17	19	20	21	22	23	24	25
2) 貯水池又は調整池	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3) 基礎費	38	50	61	72	82	91	101	110	119	127
m. 基礎	21	29	38	46	54	62	69	77	84	91
n. 舗装	18	20	23	25	28	29	31	33	35	37
4) 電気関係	321	445	559	715	795	865	935	998	1,056	1,113
5) 仮設費	376	384	391	401	406	411	416	420	424	428
o. 溪流処理	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
p. 土留等	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320
r. 仮設備	28	36	43	53	58	63	68	72	76	80
6) 総計	964	1,147	1,313	1,532	1,655	1,762	1,868	1,963	2,055	2,145
合計	1,736	2,065	2,353	2,758	2,979	3,172	3,363	3,533	3,699	3,861

(2) 今後の留意事項，課題等

発電規模検討及び発電所予備設計の検討成果を踏まえ、下記に今後の留意事項，課題を示す。

a) 申請手続き・関係機関との調整

新規水力発電の施工に先立ち、電力会社との系統連系、FIT申請、河川法許可申請等に対する申請及び関係機関との協議・調整が必要となる。

今後、水力発電の事業性を踏まえた事業スキームや、バックアロケーションによる費用負担額について国・水

道事業者、新規発電事業者間での協議・調整が必要と考えられる。

b) 発電規模

本検討では、最大使用水量は2.0m³/s、2.5m³/s等の複合ケース（0.5m³/sピッチ）を検討し、年間可能発電量が最大となる2.5m³/sを有力案として選定した。発電量をより最大化できる使用水量の設定が必要となる。

c) 管理面

新水力発電所を配置した場合、尾原ダム管理者と発電事業者との管理区分の調整が必要となる。

新規水力発電所を配置した場合、最大使用水量よりも放流量が小さい場合には発電放流管からの放流のみとなる状況が生じる。このため、ダム管理上も発電放流量を把握することが求められるため、ダム管理用制御処理設備（ダムコン等）の改良が必要となる。

d) 河川管理施設外の設置検討

新たにダムの管理区間外の減勢工下流側に発電所を配置する案を検討している（図-9）。減勢工出口までの工事費用が控除となることを踏まえて以下に控除対象を省いた発電所の工事費を算定し、算定した発電量、概算工事費を基に、各最大使用水量について発電規模を比較した（図-10）。

ケース2と同様に2.0m³/sと2.5m³/sの差は大きいことから単価の影響を顕著に受けていることが考えられる。建設単価および内部収益率について1.2m³/sが最も優位である。（当ケースではFIT単価対象の発電量が最大となる2.0m³/sを最適規模とした）。



図-9 発電所の配置

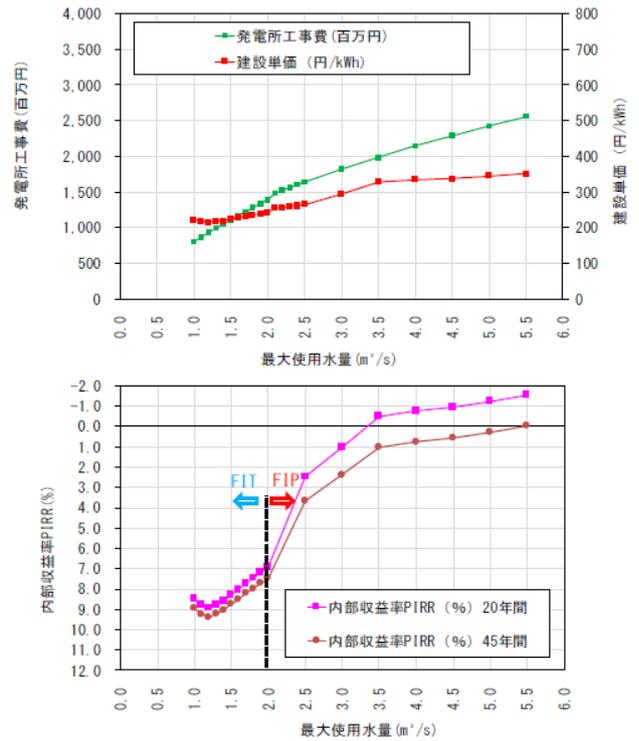
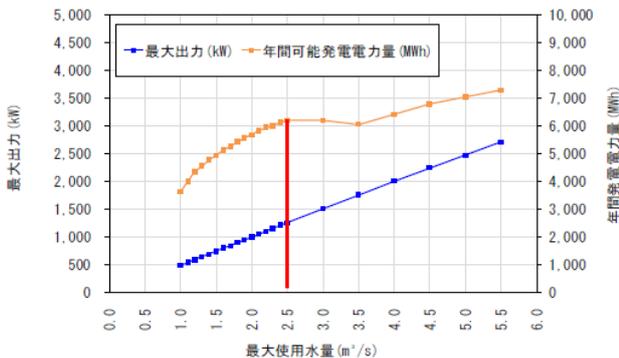


図-10 最大使用水量ごとの年間発電力量（左）・建設単価（上）・内部収益率（下）

4. まとめ

尾原ダムへ新たに設置する水力発電設備の設置場所やコスト等について検討した。今回は北原発電所が改修工事期間中の放流実績を基に検討しており、現在の管理状況とは異なる実態となっている。放流量に関しては、尾原ダムが5月頃に洪水期へ向けてドローダウンを行い、毎日6m³/s以上放流を行っている反面、渇水時には1.0m³/s程度の放流となる場合もあり、常時安定した放流が出来るとは限らない点も加味し検討を進める必要がある。

併せて、河川管理施設外の減勢工下流側に発電所を設置する方法を検討し、コスト縮減や管理者、事業者双方の役割分担を明確にする設計を進めて行く。水力発電による再生可能エネルギーを有効活用することで、カーボンニュートラルの取組に貢献していく。

参考文献

- 1) 出雲河川事務所：令和5年度尾原ダム水力発電設備設計検討業務 報告書 令和6年3月
- 2) 出雲河川事務所：平成26年度志津見ダム・尾原ダム測量設計業務 報告書 平成27年3月