

基盤研究 48 北海道の農業水利施設における自然エネルギーの利用に関する研究

研究予算：運営費交付金（一般勘定）

研究期間：平 23～平 25

担当チーム：水利基盤チーム

研究担当者：中村和正、須藤勇二、大久保天、
本村由紀央、伊藤暢男

【要旨】

環境性に優れた再生可能エネルギーのひとつとして農業水利施設を活用した小水力発電が注目されている。しかし、北海道における小水力発電は、非灌漑期の発電利用可能水量が皆無となるあるいは極端に減少することや、発電場所となる施設が主要な配電系統から遠い場合があることなど不利な条件を有する。そのため、北海道における小水力発電の事業化に際しては慎重に採算性と課題を検討する必要がある。そこで、本研究では、北海道における小水力エネルギー利用モデルの事例提案と普及に向けての課題の明確化を目的として、具体的な農業水利施設において想定される小水力発電の採算性の評価と小水力発電の課題に関する情報収集を行った。道内の農業用ダム、管水路および開水路を対象に試算した発電原価の概算額から、有効落差 20m 以上の農業用ダムと有効落差 10m 以上の管水路区間で、小水力発電の事業化が可能であると示唆された。これらの条件を満たす具体的な農業用ダムと管水路をモデル事例として、実際に想定される発電利用可能水量や有効落差をもとに発電原価を求めて、小水力発電事業の採算性を評価した。また、小水力発電に関する採算性以外の課題として、冬期間における積雪や結氷に対する維持管理や小水力発電電力の逆潮流による配電系統への影響などが挙げられた。

キーワード：小水力発電、農業水利施設、発電原価

1. はじめに

近年、エネルギー自給率向上と地球温暖化対策等に資する再生可能エネルギーとして、農業水利施設を活用した小水力発電に対する期待が高まっている。しかし、北海道では小水力発電に利用できる農業用水は、5月から8月の灌漑期に限られる場合が多く、通年で利用可能な本州等の場合と比較して、相対的に発電原価が高くなる傾向にある。また、北海道の農業水利施設は、冬期間における積雪や結氷に対する維持管理負担や、主要な配電系統から遠いことにより必要となる設備の増強などの地域的な課題がある。こうした北海道における厳しい条件が、農業水利施設を活用した小水力発電の普及を阻害する要因となっている。

そこで、本研究では、北海道における農業水利施設の活用を想定した小水力発電のモデル事例の提示と小水力発電事業の普及に向けての課題の明確化を目的として、具体的な農業水利施設における小水力発電の採算性の評価および小水力発電導入に係る課題の収集を行った。

2章では、本研究の前段に関わる須藤らによる既往研究¹⁾の概要を述べ、北海道内の複数の農業水利施設における小水力発電の発電原価について整理した。

3章では、平成24年7月より施行された「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」の買取価格をもとに、須藤ら¹⁾において試算された発電原価を再評価して、北海道の農業水利施設において経済的に成立する可能性のある小水力発電の条件を抽出した。

4章では、具体的な農業用ダムおよび管水路施設をモデル事例として、実際に想定される発電利用可能水量や有効落差などの諸元をもとに発電原価を算出して、実際的な小水力発電事業の採算性を評価した。

5章では、農業用ダムの一例をもとに、年間の発電使用水量のパターンや有効落差を変化させた場合の発電原価のシミュレーションを行い、運転パターンの違いによる経済収支を明らかにした。

6章では、小水力発電導入における経済性以外の課題を挙げて、小水力発電の普及に向けた条件および課題の整理を行った。

2. 既往研究¹⁾の概要

須藤らによる既往研究¹⁾では、北海道内の農業用ダム42基、水田地帯2地区の開水路における落差工18箇所（落差：0.38m～3.49m）、畑作地帯1地区の管水路にお

表-1 北海道における小水力発電の発電原価の試算結果

施設区分	発電原価 (円/kWh)		
	最小	最大	平均
農業用ダム	21.8	52.1	31.7
開水路	40.6	136.1	64.0
管水路	12.6	67.3	44.0

ける減勢工 19 箇所（落差：0.84m～27.80m）を対象にして、小水力発電を行った場合の発電原価を概算した。その結果を表-1 に示す。農業用ダム、開水路、管水路における小水力発電の発電原価の平均は、それぞれ 31.7 円/kWh、64.0 円/kWh、44.0 円/kWh であった。この発電原価の値は、既存の小水力発電の発電原価の試算額（農業用ダム 7.1 円/kWh、水路 5.2 円/kWh）に比べて高額である。既往研究¹⁾では、その理由を北海道において小水力発電に利用できる農業用水は、5 月～8 月までの灌漑期間に限られる場合が多いことから、次に示すように、発電期間を灌漑期のみと仮定したためであると評価している。既往研究¹⁾における発電原価算出の前提条件を、次に記す。

(1) 発電利用可能水量の設定

水田地域と畑作地域における農業用水の発電利用可能水量を仮定している。水田地域の取水パターンは、図-1 に示すとおり概ね 5 期の流量変動があるが、一定流量で効率的に水車を運転させることから、発電利用可能水量は普通期の流量としている。畑作地域における農業用水には、冬期用水があってもそれは極めて少量であるので、発電利用可能水量は図-2 のように夏期の灌漑期の流量としている。

(2) 有効落差の想定

開水路および管水路については、対象施設の図面等から有効落差を決定している。農業用ダムについては、図-3 に示すとおり、発電に使用できる最大有効落差は、常時満水位と最低水位との差としているが、有効落差のダム貯水位による変化は、灌漑期の初日を最大有効落差として、その後一定の割合で低下し、灌漑期の最終日には最小有効落差になると仮定している。

(3) 発電原価の算出

発電原価は、道外における既開発の小水力発電に関する調査結果³⁾をもとに作成した発電出力と建設費の相関図（図-4、図-5）から推定した建設単価を用いて、次の(1)式により算出している。

発電原価(円/kWh)

$$= \text{建設単価(円/kWh)} \times \text{経費率} \times \text{割増率} \quad (1)$$

経費率は、補助率 50%の助成制度の活用と耐用年数 40 年を想定し、文献²⁾より 3.962%を適用している。また、以上の建設単価の推定に用いた調査結果³⁾のデータは道外における小水力発電の事例であり、それらは通年（365 日）の発電を想定している。しかし、須藤ら¹⁾では灌漑期のみ発電を想定したので、建設単価に割増率：365 日 / (発電日数) を乗じて発電原価を概算している。

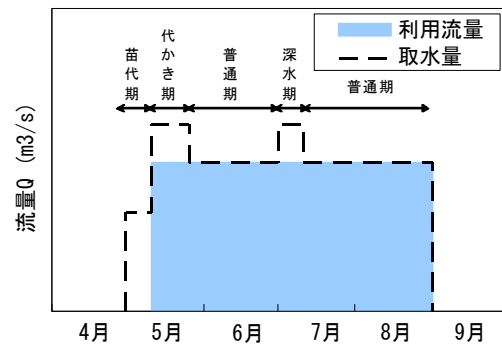


図-1 水田地域の取水パターンにおける発電利用可能水量

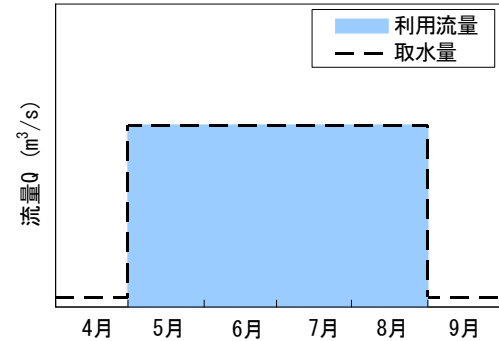


図-2 畑作地域の取水パターンにおける発電利用可能水量

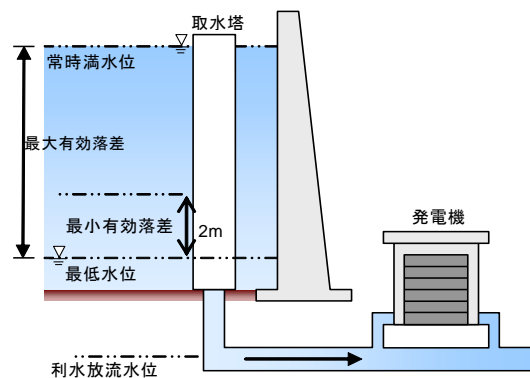


図-3 農業用ダムの有効落差

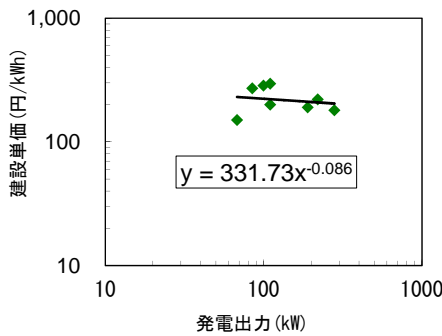


図-4 農業用ダムを利用した既存小水力発電施設における発電出力と建設単価の関係

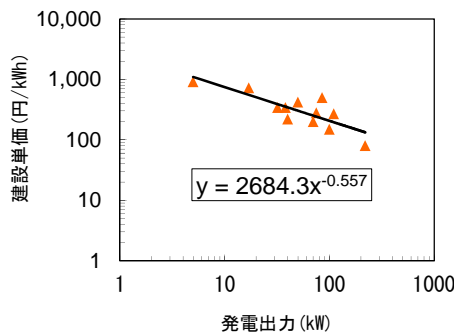


図-5 用水路の落差を利用した既存小水力発電施設における発電出力と建設単価の関係

3. 「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」の施行後における小水力発電の評価

3.1 小水力発電電力の買取価格

平成24年7月に「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」が施行されて、電気事業者は、再生可能エネルギーを用いて発電した電気を一定価格で買い取ることが義務付けられた。表-2 に小水力発電電力の買取価格を示す。小水力発電の買取価格は25.2～35.7 円/kWh であり、従来の買取価格（例えば、商用電力の売電単価約 22 円/kWh）との差により利益が生じる。このことにより、小水力発電事業の採算性が大きく向上して、北海道における小水力発電導入の可能性も高まるものと期待される。

3.2 小水力発電の採算性の評価

再生可能エネルギーの固定価格買取制度における買取価格を評価基準として、既往研究¹⁾にて算出した北海道内における小水力発電の発電原価を評価した。

水力発電の発電出力は、有効落差と流量を主な変数として決定される。そこで、まず有効落差と発電原価の関係を図-6 に示す。農業用ダム、開水路および管水路の各施設ともに、有効落差が大きくなるほど発電原価が下がる傾向となった。買取価格 30.45 円/kWh を評価基準にす

ると、開水路、落差が数 m 以下である管水路および一部の農業用ダムにおける小水力発電は採算性が低い結果となった。買取価格以下となる施設は、有効落差が約 20m 以上の農業用ダムおよび有効落差が約 10m 以上である管水路であった。また、発電出力と発電原価の関係について図-7 に示した。この場合も発電出力が大きいほど発電原価が下がる傾向となった。買取価格以下の発電原価となる施設は、農業用ダムでは最大発電出力が 200kW をこえるもの、管水路では同じく 100kW をこえるものであると示唆された。

表-2 平成25年度固定価格買取制度の買取価格

買取区分	1,000kW以上 30,000kW未満	200kW以上 1,000kW未満	200kW未満
税込買取価格 (円/kWh)	25.2	30.45	35.7
税抜買取価格 (円/kWh)	24	29	34
買取期間	20年間	20年間	20年間

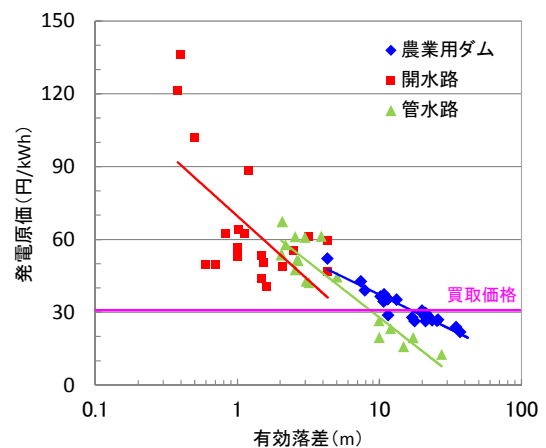


図-6 有効落差と発電原価の関係

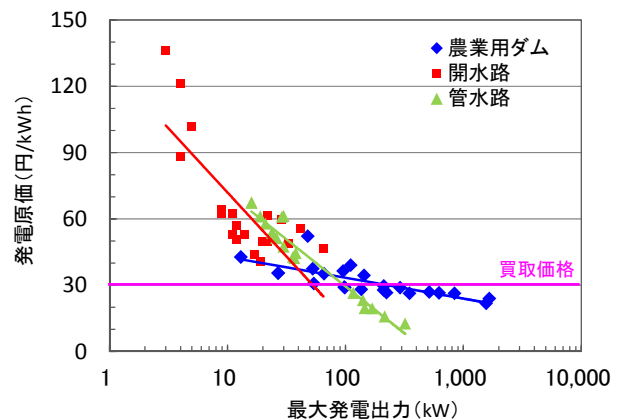


図-7 最大発電出力と発電原価の関係

以上のことから、北海道における農業用水のみを利用した小水力発電において、採算性が見込める施設および条件は、有効落差 20m 以上あるいは発電出力 200kW 以上の農業用ダムと有効落差 10m 以上あるいは発電出力 100kW 以上の管水路であることが分かった。

4. 北海道における小水力発電のモデル事例の検討

4.1 本章の目的

3章における検討から、農業用ダムと管水路において、有効落差などの条件を満たす場合に、小水力発電が経済的に成立し得ることが示唆された。ただし、そこでの試算条件は2章に示したような概算用の仮定によるものであり、個々の施設諸元を反映した設計に基づくものではない。本章における目的は、具体的な農業用ダムおよび管水路における小水力発電をモデル事例として、実際に想定される発電利用可能水量や有効落差などの諸元をもとに基本設計レベルの設計に基づく建設費を見込んだ発電原価を算出して、小水力発電事業の採算性を評価することである。

4.2 試算対象とするモデル事例の選定

北海道では非灌漑期には落水する農業水利施設が多い。しかし、農業用ダムの中には、非灌漑期においても河川維持用水など農業用水以外の目的で安定した放流を行っているダムもある。その放流水を発電に利用することができれば、小水力発電事業の採算性を高められるものと考えられる。そこで、本研究で検討するモデル事例として、通年で放流を行っている農業用ダムを対象に選定した。また、3章の評価では、有効落差が 20m 以上の農業用ダムにおいて小水力発電事業の可能性が示唆された。このことから、有効落差が 20m 前後である水田灌漑用の農業用ダム 1 箇所（以下、「A ダム」と有効落差が約 60m であり、十分な採算性が見込める畑地灌漑用の農業用ダム 1 箇所（以下、「B ダム」）を対象に、農業用水および河川維持用水を利用して発電を行う場合について検討を行った。また、管水路のモデル事例については、有効落差 10m 以上を有する管水路（以下、「C 管水路」）の減勢工を対象に、農業用水従属発電を行う場合について検討を行った。

4.3 各モデル事例の条件設定

4.3.1 A ダムに関する設定

(1) 概要

A ダムは国営かんがい排水事業で水田地帯に建設された農業用ダムであり、最大取水量は 7.980m³/s、河川維持用水量は 0.200m³/s～0.700m³/s である。また、水道企業団

が共同事業者として上水道の水源利用している通年利用ダムである。本ダムの試算では、農業用水と河川維持用水を利用して発電することを想定して、利水放流管の末端部分にバイパス管を設けて水車および発電機を設置するものとした。ただし、農業用水と河川維持用水の放流先が異なることから、発電設備は、農業用水用の発電設備と河川維持用水の発電設備をそれぞれに設置する必要がある。また、農業用水と河川維持用水の放流先の水路標高も異なることから、それに応じて両者の有効落差も異なる。

(2) 発電利用可能水量

農業用水は、期別の最大取水量と年間総取水量の上限が定められている。期別の水利権量と過去の放流実績を考慮した上で、年間総取水量の上限を上回らないように、期別の発電利用可能水量を図-10 に示すとおり想定した。また、河川維持用水の発電利用可能水量は、図-11 に示すとおり水利使用規則に定められた流量とした。

(3) 有効落差

ダムの貯水位と設定した水車センター標高の差が総落差であり、総落差から利水放流管の損失を差し引いたものが有効落差である。平成18年から平成22年までの計5年間のダム流入量の実測値と発電利用可能水量の想定値

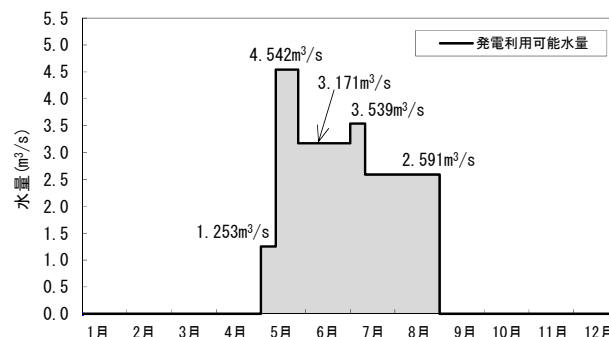


図-10 想定した農業用水の発電利用可能水量

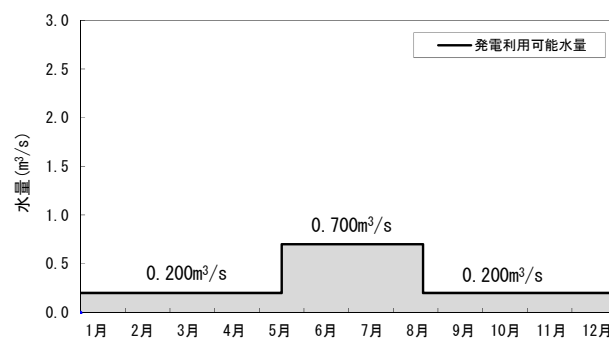


図-11 想定した河川維持用水の発電利用可能水量

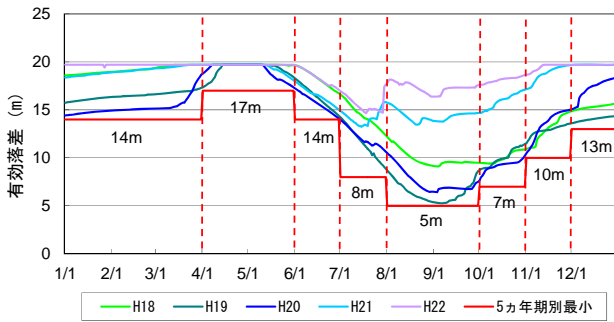


図-12 農業用水を利用した場合の有効落差の算出結果

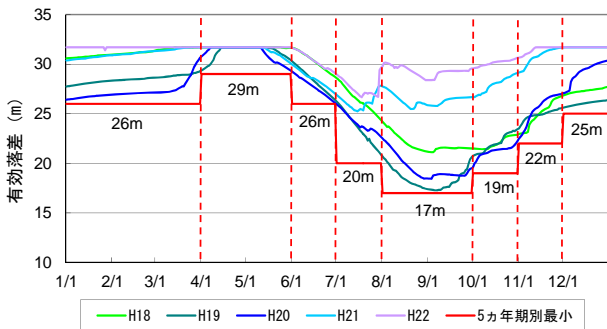


図-13 河川維持用水を利用した場合の有効落差の算出結果

により貯水位を求めた。また、放流管標高より水車センター標高を設定した。農業用水および河川維持用水を利用した場合の有効落差を図-12、図-13に示す。過去5カ年の有効落差における各期間の最低値をその期間の試算に用いる有効落差として設定した。その結果、農業用水を利用した場合の有効落差は5m~17mとなり、河川維持用水を利用した場合の有効落差は17m~29mとなった。

(4) 水車の選定

文献⁴⁾に記載される水車形式選定図を用いて、クロスフロー水車を選定した。ただし、クロスフロー水車の発電は、図-14に示すとおり、流量と落差の範囲が限定される。すなわち、流量が定格流量の15%を下回る場合、あるいは有効落差が定格運転時の有効落差の70%を下回る場合には発電に支障が生じる。このダムでは農業用水利用の最大発電利用可能水量4.542m³/sに対して最小発電利用可能水量1.253m³/sは28%である(図-10)。また、河川維持用水利用の最大発電利用可能水量0.700m³/sに対する最小発電利用可能水量0.200m³/sの割合は29%である(図-11)。それゆえ、両者の流量変化は水車が許容する流量変化の範囲内である。しかし、有効落差では、農業用水利用の場合、最大有効落差17mの70%が11.9mであるから、有効落差がそれ以下となる7月1日から8月31日までの2ヶ月間

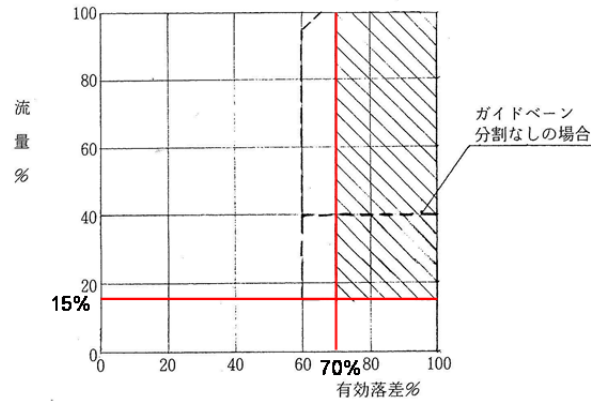


図-14 クロスフロー水車の運転範囲⁵⁾

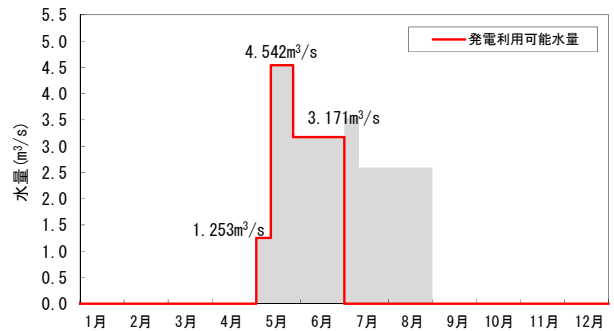


図-15 農業用水の発電利用可能水量

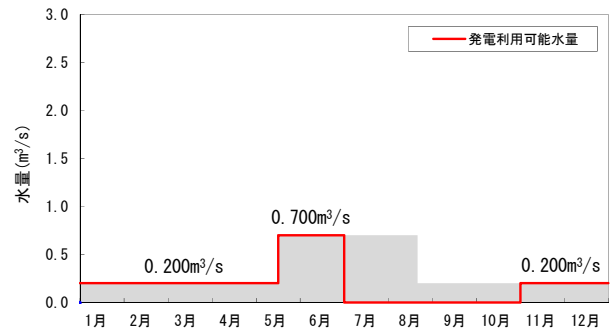


図-16 河川維持用水の発電利用可能水量

は発電できないことになる(図-12)。また、同様に、河川維持用水利用の場合、最大有効落差29mに対して有効落差20m以下は70%未満となることから、7月1日から10月31日までの4ヶ月間は発電できない期間が発生する(図-13)。そのため、Aダムにおける小水力発電の農業用水利用および河川維持用水利用における発電利用可能水量は、それぞれ図-15、図-16のようになる。

4.3.2 Bダムに関する設定

(1) 概要

Bダムは国営畑地帯総合パイロット事業で畑作地帯に建設された農業用ダムであり、最大取水量は3.282m³/s、河川維持用水量は0.106m³/s~0.429m³/sである。また、通

年で灌漑目的の水利権を有している通年利用ダムである。本ダムの試算では、農業用水と河川維持用水を利用して発電することを想定して、利水放流管の末端部分にバイパス管を設置するものとした。農業用水と河川維持用水の放流先がダム下流の河川であり同一地点となっていることから、発電設備は1箇所を集約して設置すると想定した。

(2) 発電利用可能水量

A ダムの想定と同様に、期別の水利権量と過去の放流実績を考慮した上で、年間総取水量の上限を上回らないように期別の発電利用可能水量を図-17 に示すとおり想定した。また、河川維持用水の発電利用可能水量は、水利使用規則に定められた流量とした。ただし、9月から12月にかけて河川維持用水量が大きいの、サケ・マスの遡上を阻害しないように河川水位を維持するためである。B ダムでは、図-18 に示す農業用水と河川維持用水を発電に利用したケースと図-19 に示す河川維持用水のみを発電に利用したケースを設定した。

(3) 有効落差

B ダムでは、平成18年から平成23年までの計6年間のダム流入量実測値と発電利用可能水量の想定値によりダム貯水位を求め、放流管標高より水車センター標高を設定した。ダムの貯水位と設定した水車センター標高の差が総落差であり、総落差から利水放流管の損失を差し引いたものを有効落差として、過去6カ年分の有効落差を求めた(図-20)。農業用水の各期間の最低有効落差をその期間の試算に用いる有効落差として設定した。その結果、有効落差は59m~62mとなった。

(4) 水車の選定

文献⁴⁾に記載される水車形式選定図を用いて、クロスフロー水車を選定した。ただし、図-14 に示したように、クロスフロー水車は流量あるいは有効落差の変動が大きいと発電に支障が生じる。農業用水と河川維持用水を利用する場合、最大発電利用可能水量 $0.844\text{m}^3/\text{s}$ に対して、最小発電利用可能水量 $0.117\text{m}^3/\text{s}$ は14%であり(図-17)、水車の稼働に適する流量範囲を超えてしまう。そこで、図-21 に示すように、小流量を通年で発電するための水車と大流量を約8ヶ月間発電するための水車の計2台を使用することを想定した。一方、河川維持用水を利用する場合、流量が一定であることから、水車1台で全水量を利用した発電を行うことが可能である。また、最大有効落差62mに対する最小有効落差59mは95%となる(図-20)ことから、全期間において発電を行うことができる。

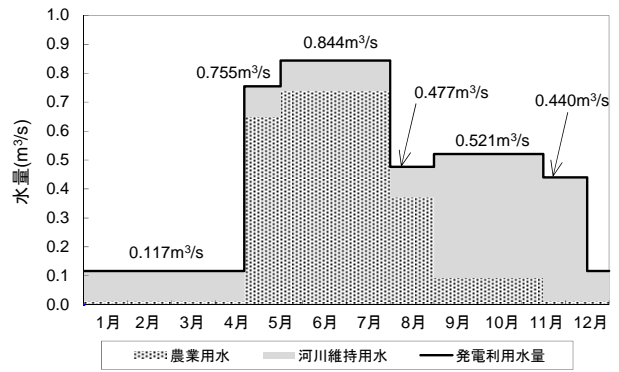


図-17 想定した発電利用可能水量

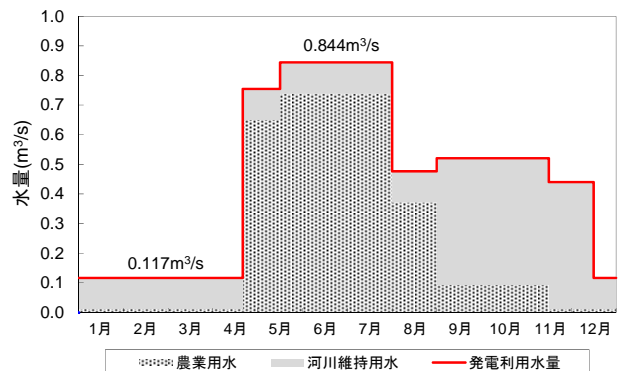


図-18 農業用水と河川維持用水を発電利用したケース

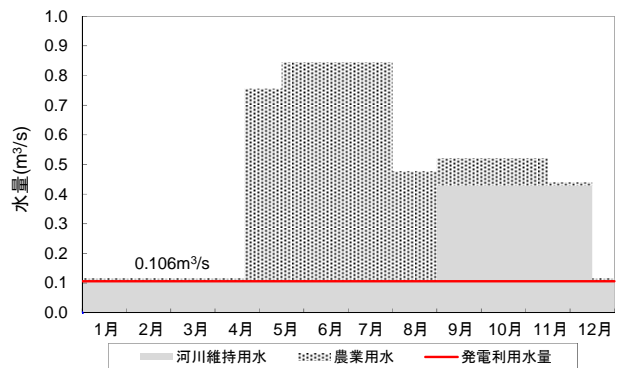


図-19 河川維持用水を発電利用したケース

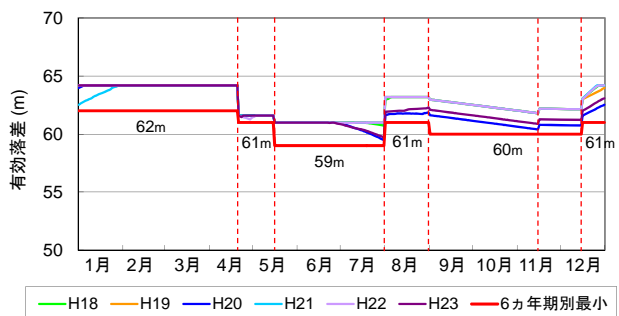


図-20 有効落差の算出結果

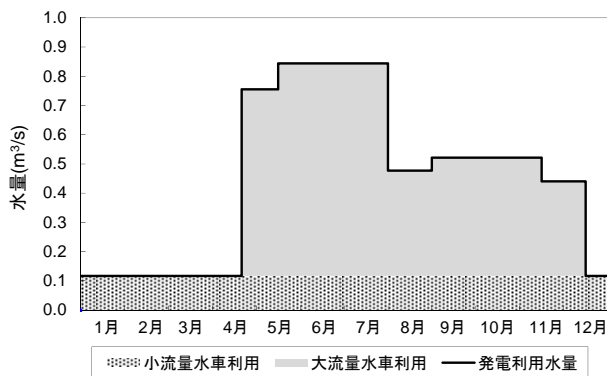


図-21 水車2台使用した場合の発電イメージ

4.3.3 C管水路に関する設定

(1) 概要

C管水路は国営かんがい排水事業で畑作地帯に建設された管水路であり、最大水量は1.950m³/sである。減勢工1箇所を対象として検討を行った。試算における小水力発電施設は、既存の減勢工にバイパス管を設置することを想定した。灌漑期間は5月1日から8月31日までの4ヶ月間である。また、C管水路は灌漑目的の水路であることから、農業用水以外の目的の水を通水する断面に余裕がない。それゆえ、農業用水従属発電のみを行うと想定した。

(2) 発電利用可能水量

農業用水は、灌漑期間をとおして1.950 m³/sの一定流量であることから、図-22 に示すとおり全量を発電利用可能水量と想定した。

(3) 有効落差

上流水路敷高と水車軸までの高低差から水路損失相当分の水位を差し引いたものであり、C管水路の有効落差は21mとなった。

(4) 水車の選定

文献⁴⁾に記載される水車形式選定図を用いて、クロスフロー水車を選定した。管水路では、発電利用水量および有効落差が一定であるから、ダムにおける発電のように流量および落差の変化による発電への影響を考慮する必要はない。従って、図-23 のように発電利用可能水量を設定した。

4.4 試算方法

4.4.1 発電出力の算出

発電出力および年間発電電力量をそれぞれ(2)式、(3)式より算出した。

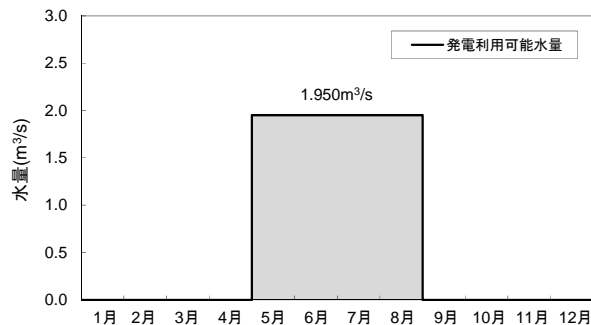


図-22 想定した発電利用可能水量

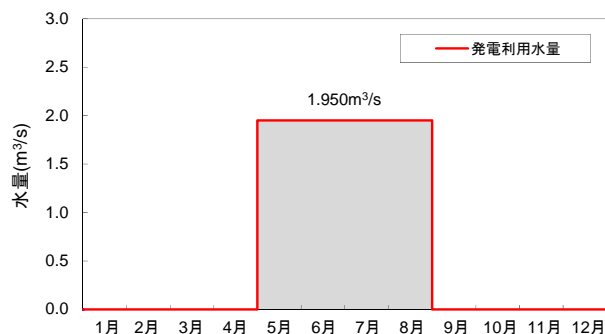


図-23 発電利用水量

$$P = 9.8 \times Q \times H \times 0.7 \quad (2)$$

$$E = P \times D \quad (3)$$

P : 発電出力 (kW)、 Q : 流量 (m³/s)

H : 有効落差 (m)、 E : 年間可能発電量 (kWh)

D : 年間発電時間 (h)

係数0.7は、水車効率と発電機効率の合成効率である。また、通年で発電する場合は、水車及び発電機の故障時や補修時の停止を考慮し、年間可能発電量の95%を用いて試算を行った。

4.4.2 発電原価の算出

発電原価は、文献²⁾における試算方法に準拠して、(4)式より算出した。

$$\text{発電原価(円/kWh)} = \text{建設単価(円/kWh)} \times \text{経費率} \quad (4)$$

本研究では、建設に係る助成制度を活用するものとして、補助率50%の経費率を使用した。土木施設の場合は耐用年数が40年となるため、経費率3.962%を適用し、機械装置の場合は耐用年数22年となるため、経費率4.688%を適用した。ここでは、既存の農業用ダムに小水力発電施設を追加整備することを想定した。機械設備費についてはメーカー等の聞き取りにより求め、土木施設

表-3 小水力発電モデルの発電原価の試算条件および試算結果

条件/試算結果	単位	Aダム		Bダム		C管水路
		農業用水	河川維持用水	農業用水+ 河川維持用水	河川維持用水	
[条件]						
発電利用水量	m ³ /s	1.253~4.542	0.200~0.700	0.117~0.844	0.106	1.950
有効落差	m	14~17	22~29	59~61	59~61	21
発電期間	日	61日	242日	347日	347日	123日
[試算結果]						
最大出力	kW	530	139	341	45	285
年間発電電力量	MWh	499	311	1,613	363	841
設備利用率	%	10.7	25.5	54.0	92.1	33.7
概算工事費	百万円	541.1	155.8	224.5	55.3	301.4
発電原価(補助率50%)	円/kWh	45.9	22.8	6.3	6.6	15.7

に関する工事費はその機械設備費に基づいて試算した。また、建設単価および発電原価は、消費税 5%で試算している。なお、ここでは発電地点が配電系統から遠方にある場合に必要となる送電線の敷設費用などは見込んでいない。

4.5 試算結果および考察

北海道内の水田灌漑用の A ダム、畑地灌漑用の B ダムおよび畑地灌漑用の C 管水路減勢工 1 箇所における小水力発電をモデル事例として、それぞれの発電原価を試算した。その試算条件および試算結果を表-3 に示す。

A ダムにおいて、「農業用水」利用の場合と「河川維持用水」利用の場合の発電原価は、それぞれ 45.9 円/kWh、22.8 円/kWh となった。表-2 の買取価格と比較すると、「農業用水」利用の場合では、小水力発電の事業化は難しいが、「河川維持用水」利用の場合であれば、小水力発電事業の採算がとれるものと考えられる。A ダムにおける「農業用水」利用の場合、発電期間が灌漑期に限定されるうえ有効落差の変化により発電困難な期間が生じることから、設備利用率が 10.7%と低い。このことが、発電原価が買取価格を上回る高額となった要因と考えられる。

B ダムにおける小水力発電の発電原価は、「農業用水+河川維持用水」利用の場合、「河川維持用水」利用の場合ともに、買取価格 (30.45 円/kWh) を大幅に下回り、採算性の高い小水力発電事業の実施が可能である結果となった。それは有効落差が年間を通じて約 60m と高く維持されて、安定した発電量が確保できることが大きな要因と考えられる。

C 管水路における発電原価は 15.7 円/kWh で現在の買取価格を下回り、小水力発電事業が経済的に成立する可能性が示唆された。管水路の場合、発電期間は灌漑期に限られるものの、有効落差の変動がなく安定的に発電できるものと考えられる。

5. B ダムにおける経済収支

5.1 本章の目的

4 章において検討した B ダムでは、他の発電パターンも考えられる。例えば、4 章では農業用水と河川維持用水の全量を用いて発電を行うため、水車を 2 台運転することを想定したが、発電利用可能水量の全量を使用せずに水車 1 台で発電を行うパターンなども考えられる。また、固定価格買取制度の買取期間である 20 年間の収益を評価することが事業者にとって重要である。このような観点から、B ダムにおける最適な発電パターンや経済収支を明らかにするため、検討を行った。

5.2 検討ケースの選定

水車および発電機の利用台数や発電期間が異なるような発電利用水量を設定して、以下の4ケース (case1~case4) を想定した。

(1) case1

発電利用可能水量を全量有効活用するという観点から、発電量最大ケース (図-24) を想定した。4.3.2 で示したとおり、本ケースでは、水車及び発電機が2台必要となる。

(2) case2

case1では水車および発電機を2台必要とすることから、

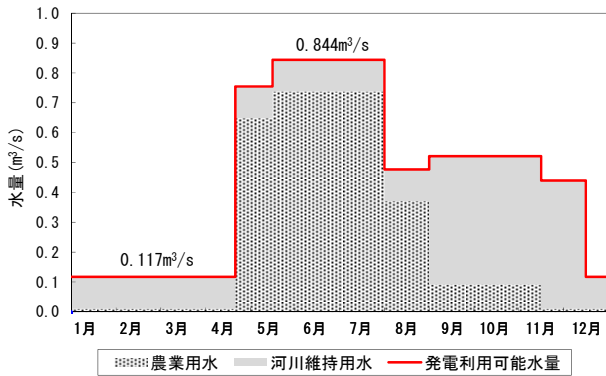


図-24 発電量最大ケース (case1)

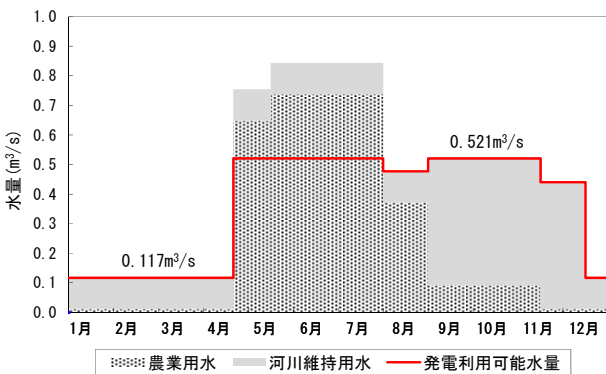


図-25 灌漑期の最大使用水量を抑えたケース (case2)

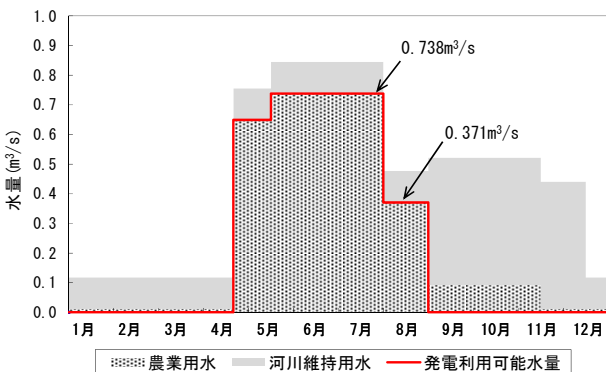


図-26 灌漑期のみの農業用水従属ケース (case3)

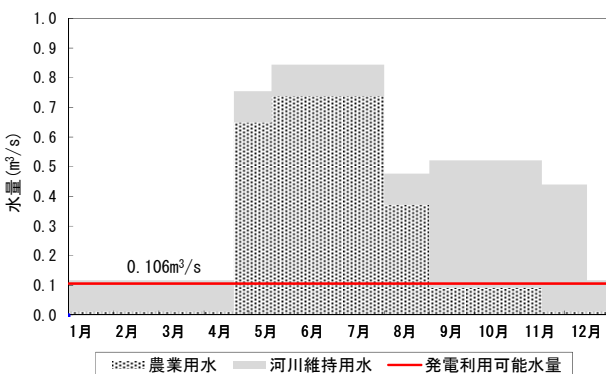


図-27 河川維持放流水のみ利用ケース (case4)

工事費が割高となることが想定される。そこで本ケースでは、水車クロスフロー水車1台で対応可能な流量範囲内に入るよう灌漑期の最大使用水量を抑えて、通年で発電を行うケースを想定した (図-25)。

(3) case3

Bダムは農業用ダムであるため、農業用水の従属発電を想定した。ただし、非灌漑期の流量は非常に小さいため、本ケースでは、灌漑期 (4/21~8/31) のみの農業用水従属ケースを想定した (図-26)。

(4) case4

近年、河川維持用水を活用した小水力発電の運転開始や計画が相次いでいる状況を踏まえ、本ケースでは、現実的な選択肢のひとつと考えられる河川維持用水のみを利用したケースを想定した (図-27)。

5.3 試算方法

5.3.1 発電出力の算出

4章と同様に、(2)式および(3)式より算出した。

5.3.2 発電原価

発電原価の算定方法は、文献²⁾に基づき行った。また、小水力発電施設の整備は、施設管理者が補助率50%の助成制度を活用して整備することを想定し、発電原価を試算した。発電原価は以下の(5)式により算出される。

$$\text{発電原価 (円/kWh)} = \frac{\text{年経費 (円)}}{\text{年間発電電力量 (kWh)}} \quad (5)$$

(1) 工事費

本検討では、既存の農業用ダムに小水力発電施設を追加で整備することを想定している。工事費は、文献⁴⁾の手法を用いて積算した。小水力発電にかかる追加的な初期費用 (建設費) は、文献⁴⁾における「建物関係工事費」、「分岐管工事費」、「流量計工事費」、「機械装置基礎工事費」、「電気関係工事費」、「仮設備費」、「総係費」とし、他の設備は、既存のものをそのまま利用するため建設費はかかると想定した。また、発電所建物は地上式、超音波流量計は二測線式を仮定し、工事費を積算した。また、4章同様、送電線の敷設費用などは見込んでいない。

(2) 年経費

年経費の算出方法は、文献²⁾に基づき行った。ただし、減価償却費の算定は、平成19年4月以降に取得する資産について改正された方法を用いた。また、耐用年数は、建物や構築物、機械装置など施設毎に異なるが、本検討では、建設費の大半を機械装置 (水車・発電機) が占めることから、機械装置の耐用年数である22年とした。固

定資産税については、この小水力発電施設が土地改良施設として位置付けられるよう、小水力発電で発電した電力を売電して土地改良施設の電力料金や維持管理費に充当することを想定しているため、非課税とした。年経費の内訳は、文献²⁾を参考に、表-4のとおり想定した。

5.4 試算結果および考察

発電原価の試算結果を表-5に示す。発電原価は、全てのケースにおいて、表-2に示す買取価格を下回った。さらに、固定価格買取制度の買取期間である20年間の経済収支計算を行った結果、表-6に示すとおり、全てのケースにおいて20年以内に建設費等を回収して、プラス収支となることが明らかとなった。

以上の結果により、Bダムにおいて小水力発電施設を導入した場合、小水力発電事業が経済的に成り立つ可能性があることが示唆された。本事例が、経済性に優れている要因は、大きな有効落差を確保できることと通年発電が行えることであると推察される。ただし、本試算ではcase3のような灌漑期だけの農業用水利用の発電の場合でも、採算性を確保できる可能性が示唆されたことから、ある程度大きな年間発電電力量が得られるのであれば、灌漑期だけの発電利用でも経済的な事業展開ができるものと考えられる。

検討ケース別に見ると、期別の流量変動を小さくしたケースであるcase2が発電原価が最小となった。一方で、発電利用可能水量を最大限利用するcase1が最も採算性が良い結果となった。このように、発電原価の比較だけでは、最適なケースを選定できない。小水力発電導入の検討にあたっては、発電原価で事業導入の可否を見極めた上で、20年間の経済収支による評価を行うことが重要である。

6. 小水力発電の採算性以外の課題

6.1 北海道内の小水力発電の導入検討状況

平成25年現在、農業農村整備事業による北海道内の農業水利施設を活用した小水力発電の導入事例はない。しかし、小水力発電の導入は、政府の重点政策として新たな土地改良長期計画などで掲げられており、また、固定価格買取制度が導入され買取価格が大幅に引き上げられたことにより、北海道内でも小水力発電導入の検討は進んできている。図-28に示すとおり、平成25年度現在、国営事業5地区、補助事業11地区の計16地区において導入が検討されている。

しかし、小水力発電が普及するためには、採算性以外にも様々な課題がある。そのうちの主要な課題について、

表-4 年経費の内訳

項目	諸条件・諸数値	
減価償却費	減価償却法	定額法（備忘価額まで償却）
	耐用年数	22年
金利	2%	
固定資産税	非課税	
人件費 [①]	建設費×0.17%	
修繕費 [②]	初年度率	建設費×0.310%
	年増加率	建設費×0.019%
その他経費 [③]	建設費×0.31%	
一般管理費	((①+②+③)×12%)	
割引率	2%	

表-5 発電原価の試算結果

項目	case1	case2	case3	case4	
発電計画	最大使用水量 (m ³ /s)	0.844	0.521	0.738	0.106
	最大有効落差 (m)	61	61	61	61
	発電期間 (日)	365	365	133	365
	最大発電出力 (kW)	328	212	287	43
	年間発電電力量 (MWh)	1,551	1,216	800	352
	設備利用率 (%)	54.0	65.5	31.8	93.4
工事費 (百万円)	217.5	145.5	178.3	55.3	
年経費 (百万円)	8.5	5.7	7.0	2.2	
発電原価 (円/kWh)	5.5	4.7	8.7	6.2	

表-6 20年間の小水力発電の経済収支

ケース	収入 (百万円)	支出 (百万円)	収支 (百万円)
case1	944	285	659
case2	740	191	549
case3	487	233	254
case4	251	73	178

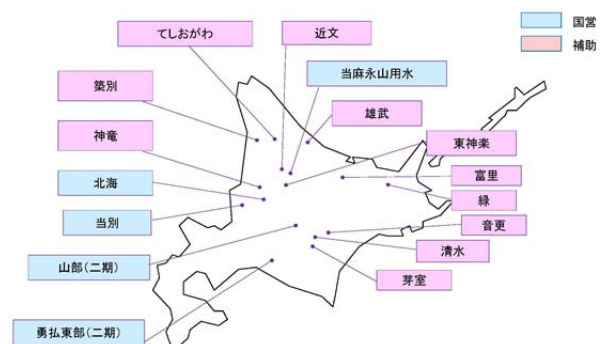


図-28 北海道における農業水利施設への小水力発電導入の検討状況⁶⁾

次に取りまとめる。

6.2 水車設備に関わる課題

4章における試算にみられるように、クロスフロー水車は、流量が定格流量の15%を下回る場合、または有効落差が定格運転時の有効落差の70%を下回る場合には発電に支障が生じる。他の種類の水車についても同様な制限がある。Aダムの試算では、この水車の許容範囲により発電期間が限定され、Bダムの試算では2台の水車を導入すると想定した。流量および落差の変化が大きい農業用ダムにおいて小水力発電を計画する際には、水車が稼働する許容範囲に留意する必要がある。

6.3 冬期維持管理に関する課題

北海道の農業水利施設では、冬期間の積雪のため管理用道路が閉鎖される場合が考えられ、冬期間の管理用道路の確保が必要である。また、通年発電を行う場合は、発電設備のほか、ダム取水口や水路などの積雪や結氷に対する維持管理も必要である。さらに、冬期間は運転停止（停電などによる運転停止など）による機器の凍結が懸念される。そのため、運転停止が長期間継続した場合でも対応可能な対策が必要である。

6.4 運転保守に関する課題

電気主任技術者は、施設規模により配置が義務づけられているが、発電施設設置者となる土地改良区に有資格者がいない場合も考えられる。その場合は、土地改良事業団体連合会（以下、「土地連」と協定を結ぶことで、土地連の職員を選任することができ、その職員が最大6箇所の施設を兼任することが可能である。ただし、複数施設を兼任する場合、対象となる施設は土地連の事務所等から2時間以内に到達できるものに限られるため、施設が広範囲に分散することが想定される道内では困難な場合も考えられる。したがって、電気主任技術者の配置に支障をきたさないように、技術者の確保や育成が必要となる。

6.5 電力系統への接続に関する課題

農業用ダムで発電した電力を地域の主要な電力系統まで送電するためには、送電線の増強が必要である。とくに主要な電力系統から離れたダムにおける発電では、送電線増強に係る費用を考慮する必要がある。

6.6 水利使用許可申請に関する緩和

小水力発電を行うためには、水利使用許可が必要である。従前の許可権者は、国土交通大臣であったが、小水力発電（従属発電）のため許可手続に関する各種制度の見直しが行われ、国土交通大臣から都道府県知事等に許可権限が移譲された（政令改正、平成23年3月1日施行）。

これにより表-7に示すように申請書類が簡素化された。

表-7 水利使用許可申請書類の簡素化⁷⁾

添付図書	通常の発電の水利使用許可の申請に必要な主な図書	従属発電の水利使用許可の申請に必要な主な図書
水力発電計画の概要	必要	必要
発電に使用する水量の根拠	必要	必要
河川流量の確認資料	必要	省略
発電取水可能量の計算書	必要	省略
治水・利水・環境への対策	必要	省略
工作物の構造計算書、設計図	必要	省略
関係河川使用者の同意書	必要	省略

また、河川維持用水についても、小水力発電における水利使用の場合は、一級河川の指定区間では従来国土交通大臣許可とされていたところ、都道府県知事等の許可に改正された（政令改正、平成25年4月1日）。現在、こうした水利使用許可申請の手続が簡素化されて、小水力発電の申請に関する負担軽減が図られている。

7. まとめ

本研究では、積雪寒冷地における農業水利施設を活用した小水力発電の採算性や課題を検討した。主な成果を次にまとめる。

- (1) 農業用ダム、開水路および管水路の各施設ともに、有効落差が大きくなるほど発電原価が低下する傾向となった。
- (2) 灌漑期のみ農業用水を利用した小水力発電であっても、農業用ダムにおいて有効落差が約20m以上あるいは発電出力が約200kW以上の場合、管水路において有効落差が約10m以上あるいは発電出力が約100kW以上である場合には、現在の買取価格以下の発電原価となり、小水力発電が経済的に成り立つ可能性が示唆された。
- (3) 具体的な施設における試算でも、農業用ダムと管水路では小水力発電の採算性がとれる結果となった。
- (4) 農業用ダムにおいて、河川維持用水などを利用して通年で発電を行う場合は、発電出力が100kW以下の規模であっても小水力発電が経済的に成立する可能性がある。
- (5) 農業用ダムにおいて、灌漑期の農業用水とともに河川維持用水を利用した通年の発電を行えば、小水力発電の採算性は格段に向上する。
- (6) 適切な容量の水車を複数台組み合わせることで発電利用可能水量の利用率を向上させることは、採算性の向上にも

有効と考えられる。

(7) 水車には流量と有効落差の変化に対する許容範囲があるので、小水力発電を計画する際に留意する必要がある。

(8) 小水力発電の発電規模が大きいほど全体の収益を上げることができる。発電計画を策定する際に発電原価の比較だけではなく、買取期間20年間の経済収支を評価する必要がある。

8. おわりに

北海道における多くの農業水利施設において小水力発電を導入した場合、灌漑期のみ発電となることから、その間に十分大きな発電量が見込めなければ、事業化の採算性を確保することは難しい。しかし、本研究のモデル事例に示したとおり、北海道内にも農業用ダムや管水路の中には小水力発電で採算がとれる比較的条件の良い候補がある。農業水利施設を活用した小水力発電の実績に乏しい北海道においては、まず、こうした経済的に成立する小水力発電から事業化を進めて、その運用実績を積み上げていくことが必要と考えられる。その中で本論に挙げたような様々な課題解決のための知見を蓄積して、

さらに将来的な小水力発電の普及へとつなげていくことが重要と考えられる。

参考文献

- 1) 須藤勇二、川辺明子、中村和正：北海道の農業水利施設における小水力発電の賦存量と発電原価の試算、寒地土木研究所月報、No.699、pp.12-17、2011.8
- 2) 経済産業省資源エネルギー庁、財団法人新エネルギー財団：ハイドロバレー計画ガイドブック、第7章 pp.8-14、2005.3
- 3) 経済産業省資源エネルギー庁：中小水力開発促進指導事業基礎調査（未利用落差発電包蔵水力調査）報告書、2009.3
- 4) 経済産業省資源エネルギー庁、一般財団法人新エネルギー財団：水力発電計画工事費積算の手引き、p.8、2013.3
- 5) 農林水産省構造改善局建設部設計課：鋼構造物計画設計技術指針（小水力発電設備編）、pp.96-101、1986.12
- 6) 国土交通省北海道開発局農業水産部農業振興課：農業水利施設を活用した小水力等発電の導入促進について、p.7、2013.10
- 7) 国土交通省：申請書類の簡素化、http://www.mlit.go.jp/river/riy-ou/syosuiryoku/syousuiryoku_kansoka.pdf.

STUDY ON HARNESSING RENEWABLE ENERGY IN AGRICULTURAL IRRIGATION FACILITIES IN HOKKAIDO

Budgeted : Grants for operating expenses General account

Research Period : FY2011-2013

Research Team : Cold-Region Agricultural Development Research Group
(Irrigation and Drainage Facilities) and Director for

Author : NAKAMURA Kazumasa

SUTO Yuji

OHKUBO Takashi

HOMMURA Yukio

ITO Nobuo

Abstract : Micro-hydroelectric power generation using agricultural irrigation facilities is drawing attention as a very ecofriendly renewable energy source. However, micro-hydroelectric power generation in Hokkaido faces some unfavorable conditions, such as the absence or scarcity of water available for power generation during non-irrigation periods and the location of power generation facilities far from main power distribution systems. Therefore, when starting a project of micro-hydroelectric power generation in Hokkaido, profitability and the above-described issues need to be carefully considered. In this study, to propose model cases for the use of small-scale hydropower energy and to clarify issues to be overcome in disseminating the use of small-scale hydropower energy in Hokkaido, the profitability of micro-hydroelectric power generation assuming the use of specific agricultural irrigation facilities was evaluated and information on micro-hydroelectric power generation was collected. From the estimated unit costs of power generation calculated for agricultural dams, pipelines and open canals in Hokkaido, it was found that a project of micro-hydroelectric power generation may be possible at an agricultural dam with an effective head of at least 20 cm or in a section of a pipeline with an effective head of at least 10 cm. After more precise calculations were made of the profitability of micro-hydroelectric power generation projects using agricultural dams or pipelines that meet the above-described conditions, these projects were proposed as model cases of small-scale hydropower energy use. For micro-hydroelectric power generation, issues other than profitability were found. These were maintenance against snow cover and freezing in winter, and the effect of introducing micro-hydroelectric power generation on power distribution systems.

Keywords : Hydropower energy, Agricultural irrigation facility, Cost of power generation