

東北地方の農業用ダムを利用した小水力発電ポテンシャルの評価

メタデータ	言語: Japanese 出版者: 独立行政法人 農業・食品産業技術総合研究機構 農村工学研究所 公開日: 2025-11-14 キーワード (Ja): キーワード (En): 作成者: 上田, 達己, 後藤, 真宏, 浪平, 篤, 廣瀬, 裕一 メールアドレス: 所属:
URL	https://doi.org/10.24514/0002001432

〔農工研技報 212〕
137 ~ 156, 2012〕

東北地方の農業用ダムを利用した小水力発電ポテンシャルの評価

上田達己*・後藤真宏*・浪平 篤*・廣瀬裕一*

目次

I 緒言	137	1 データ収集	148
II 大規模な農業用ダムにおける事例調査と 発電ポテンシャルの評価	138	2 調査結果	148
1 データ収集	138	3 まとめ	151
2 データ分析方法	138	IV 東北地方の広域ポテンシャルの評価	151
3 解析結果	141	1 はじめに	151
4 まとめ	146	2 評価方法および結果	151
III 既設の農業用ダム併設小水力発電施設に おける事例調査	148	V 結言	154
		参考文献	155
		Summary	156

I 緒言

3月11日の東日本大震災をうけて、新たな電力供給のかたちが模索されている。そこで求められているのは、①災害発生時に電力供給が急激に低下するリスクを緩和する、小規模・分散型の発電機能の確保、②今後長期間にわたると見込まれる原子力発電からの供給力低下を補完し、特に夏季・冬季のピーク需要に対応できるベース電力供給能力の増強、③自給可能でかつ温室効果ガスを排出しない発電能力の開発、といった観点である。農業水利システムのなかでも、比較的まとまった量の発電が可能な貯水池（ダム）系農業水利施設における小水力発電は、それらの性格を兼ね備えたエネルギー供給の一翼を担うことが期待される。

そこで本研究は、貯水池系農業水利施設における小水力発電に焦点をあて、エネルギー賦存量を解明することを目的とする。特に、大震災による電力不足が生じている東北地方を対象とした分析を行う。ここで、発生した電力は基本的に系統（グリッド）へ売電することを想定する。その場合には、総発生電力量のみならず、どの季節にどれだけ計画的・安定的な発電が可能であるかが重要な評価基準となる。他方で、農業用ダムの一義的な役割は、各時期の需要に応じた農業用水の供給であることは論をまたない。したがって、これら2つの役割を、整

合性をもった形で両立させることが課題である。

これまで、山本ら（1984）、後藤ら（1987；1988）が、農業用ダムにおいて発電を行う場合に予想される発電量ポテンシャルを推計する手法を開発した。そこでは、ダム運用方法をいくつかのケースに分類し、それらを数地区の事例に適用することにより、それぞれのケースにおいて得られる発電量の経時変化を具体的に明らかにした。しかし、そこで得られた成果を、広域の賦存量調査に展開する試みはまだ行われていない。一方、全国レベルでの賦存量調査としては、例えば資源エネルギー庁『未利用落差発電包蔵水力調査』（新エネルギー財団、2009）が、ダム年鑑の情報等に基づき、主要な農業用水専用ダムにおける賦存量を集計し、東北地方で約3.7万kWの未開発発電出力（既開発を含めると約4.7万kW）があることを報告した。しかし、そこでは発電出力の日・月・年変動などは検討されていない。また、環境省『再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査』（環境省、2011）では、地理情報システムを援用し河川勾配などの情報から、河川部における水力発電ポテンシャルを概算した。しかし、この調査は、最大出力3万kW以上の既設の大規模水力発電所で利用している河川区間以外の全ての河川流路において、河川水の落差ポテンシャルを利用し尽くしたと仮想した場合のポテンシャルを提示しており、既設の農業用ダムに限った発電ポテンシャルを検討する観点からは明らかに過大評価であるとともに、発電出力の日・月・年変動なども検討されていない。

そこで本研究は、続くIIで、比較的大規模だが発電施設を有しない農業用ダムにおけるダム運用の実態を事例調査し、それぞれのダムにおいて、現行の運用、すなわ

* 資源循環工学研究領域エネルギーシステム担当

平成23年12月15日受理

キーワード：小水力発電、農業用ダム、再生可能エネルギー、水管理、経済性評価

ち農業用水等の利水放流を優先させた運用を行い、利水放流に従属した発電を行った場合に想定される発電出力の経時的変動および発電事業の経済性を評価する。Ⅲでは、すでに発電事業が組み込まれている農業用・多目的ダムにおける水管理および発電事業の実態を事例調査し、前述の評価結果の妥当性を検討する。Ⅳでは、上記で得られた評価手法・結果を東北地方の他の農業用ダムに適用することにより、貯水池系農業水利施設における、広域的なエネルギー賦存量を解明するとともに、その経時的変動を評価する。

本研究の情報・データ収集にあたっては、東北農政局水利整備課、県庁担当課、ダム管理所、土地改良区等の担当者の方々の多大なご協力をいただいた。ここに謝意を表す。なお本研究では、「農業用ダム」は、灌漑専用ダムのみならず、灌漑を目的の一つとする多目的ダムを含む広義の意味で用いる。

Ⅱ 大規模な農業用ダムにおける事例調査と発電ポテンシャルの評価

1 データ収集

東北農政局管内の比較的大規模（有効貯水量1千万 m^3 以上）でかつ現時点では発電施設を有しない農業用ダムのうち3地区において現地調査および資料収集を行った。なお、これら3地区は、水田地帯を受益地にもち、灌漑単目的あるいは多目的であっても灌漑を主たる目的とするダムであるという点において、東北地方における典型的な農業用ダムである。各々のダムを管理する県・土地改良区から、ダム貯水位・流入量・放流量などの日毎の水管理データおよびダム諸元情報を入手した。

2 データ分析方法

a 発電使用可能水量

Ⅱ-2では、既存の農業用ダムに小水力発電施設を追加で設置した場合に予想される発電ポテンシャルを評価する方法を論ずる。農業用ダムには、通常、利水放流のための放流管と洪水を安全に流下させるための洪水吐が設置されている。本研究では、小水力発電施設は、利水放流管の末端部分にバイパス管を設けて設置し、利水放流（灌漑用水のほか、上水、工業用水、河川維持放流を含む）に従属した発電を行うものとし、以降利水放流管からの放流量を発電使用可能水量として扱う。しかし、Ⅱで扱う3地区については、「ダム放流量」データ、すなわち利水放流管からの放流量と洪水吐からの放流量の合算値しか入手できなかった。そこで、発電ポテンシャル試算の前提として、ダム放流量のうち、発電使用可能水量、すなわち利水放流管からの放流量を抽出する必要がある。そのための手順を以下に示す。なお、これらの手順は、ダム操作規程に則って行われるダム管理操作を模擬するためのものである。

まず、ダム放流量が「最大取水量」（利水放流管を流下できる最大流量）を下回る日においては、放流量の全量が利水放流管を通じて放流されているものとみなし、その全量を発電に使用できるものとする。他方で、ダム放流量が最大取水量を超える出水時には、ダム管理者は、「標準操作規程」（河川法研究会、2010）に鑑み、利水放流管からの放流については抑制または特段の操作を行わず、洪水吐からの放流操作に専念することが多い。そこで、このような事情を反映しつつ単純化した次の仮定を設けることにする。すなわち、ダム放流量が最大取水量を超えた日には、その日の放流管からの放流量（発電使用可能水量）は、前日（すなわち出水前）のそれと等しいと仮定し、それを越えた「超過部分」は基本的に洪水吐ゲートから放流されるとみなし、発電には使用しない水量とする。以上の仮定を、Fig.1に概念的に示す。

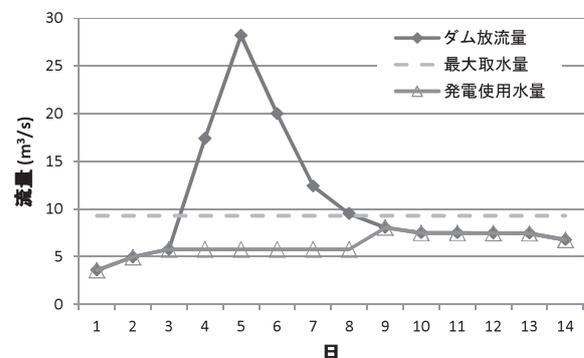


Fig.1 洪水時の発電使用水量推算方法（概念図）

A schematic diagram for estimating discharge for electricity generation

したがって、発電使用水量は、次式によって表される。

$$Q_p(i) = Q_d(i) \quad \text{if } Q_d < Q_{\max} \quad (1)$$

$$Q_p(i) = Q_p(i-1) \quad \text{if } Q_d \geq Q_{\max}$$

$Q_p(i)$: i 日における発電使用水量 (m^3/s)

$Q_d(i)$: i 日におけるダム放流量 (m^3/s)

Q_{\max} : 最大取水量 (m^3/s)

なお、Ⅱ-2-dで後述するように、現実には設置する水車の規模に応じて発電可能な流量に制約があり、実際に発電に使用する水量は、上記で抽出した水量のうち一部であることに留意されたい。

b 発電のための有効落差

Ⅱ-2-aで仮定した発電施設の設置位置に基づき、発電に使用する総落差を、ダム貯水位と放流管出口中心標高の差とする。さらに、損失落差は、一律総落差の15%と仮定する(小水力利用推進協議会、2006)。よって、有効落差は次式により求められる。

$$h_e(i) = [h_d(i) - h_0] \times 0.85 \quad (2)$$

$h_e(i)$: i 日における有効落差 (m)

$h_d(i)$: i 日におけるダム貯水位 (m)

h_0 : 放流管出口中心標高 (m)

実際には、損失落差は、流量等の変動に伴い変化するので、これは単純化された仮定である。

c 水車形式の選定

水車の形式については、Ⅱの調査対象ダムの諸元から想定される発電使用水量および有効落差の変動範囲（それぞれ 0.6 ~ 9.3 m³/s, 19 ~ 48 m）におおむね適合していると考えられる、フランシス水車を用いると仮定する。この水車は、同規模の小水力発電施設において最も広く普及している水車である。

d 水車効率、発電機効率および発電出力、電力量の推算

水車効率、発電機効率とは、それぞれ水車、発電機において生じる損失エネルギーを加味するための係数で、実発電出力の理論発電出力に対する比を示す。ここでは、両者を区別せずに、水車効率×発電機効率の合成効率（総合効率）を、70%と仮定する（小水力利用推進協議会, 2006）。したがって、基準水量、基準有効落差時の発電出力は、理論出力に 0.7 を乗じた次式で表される。

$$P_0 = 9.8 \times Q_p \times h_e \times 0.7 \quad (3)$$

P_0 : 基準水量、基準有効落差時の発電出力 (kW)

Q_p : 発電使用水量 (m³/s)

h_e : 有効落差 (m)

なお、基準水量、基準有効落差とは、ある規模の水車について水車効率がおおむね最大となる最適水量・有効落差のことである (Fig.2 参照)。

さらに、発電用水車は一般的に流量や落差の変化にともない発電効率が増減するが、そのような発電効率の変動特性を、それぞれ変流量特性および変落差特性と呼ぶ。

それらを、フランシス水車を例に示したものが、Fig.2 である (新エネルギー財団, 2002)。

Fig.2 の曲線を多項式で近似すると次式が得られる。

$$\eta_q = -3.0449r_q^4 + 7.657r_q^3 - 7.4317r_q^2 + 3.628r_q + 0.1711$$

$$R^2 = 0.9997 \quad (4)$$

$$\eta_h = -0.9313r_h^4 + 4.5696r_h^3 - 8.5793r_h^2 + 7.2r_h - 1.2577$$

$$R^2 = 0.9998 \quad (5)$$

$$r_q = \frac{Q_p}{Q_{pmax}}$$

$$r_h = \frac{h_e}{h_{estd}}$$

η_q : 変流量効率

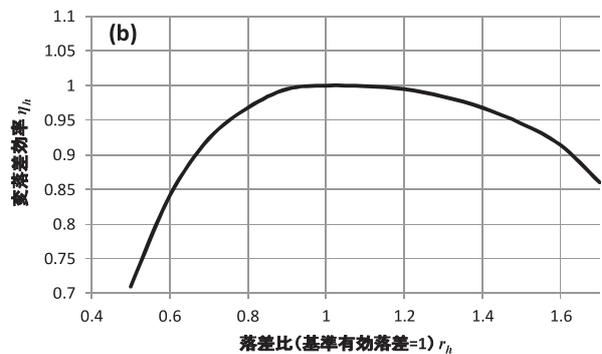
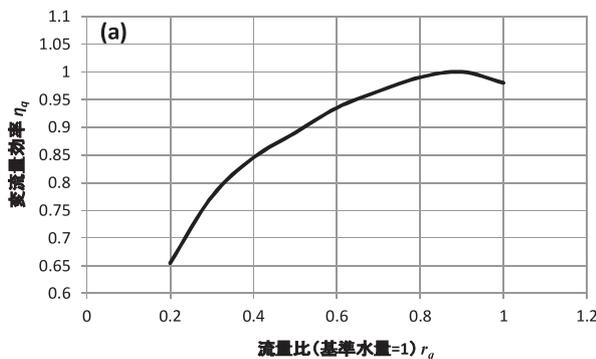
η_h : 変落差効率

Q_{pmax} : 基準水量 (= 最大発電使用水量) (m³/s)

h_{estd} : 基準有効落差 (m)

流量については、水車には設計上基準水量以上の流量を流せないため、Fig.2(a) に基づき、基準水量比で 0.2 ~ 1.0 の間においてのみ発電が可能であるとみなす。したがって、基準水量が最大発電使用水量である。有効落差については、水車など発電設備の構造からは明確な上限落差を定めがたいため、Fig.2(b) の特性曲線を、(5) 式を用いて右側に外挿し、基準有効落差比で 0.5 以上において発電が可能であるとみなす。ただし、(5) 式より、落差比がおおよそ 2.2 を超えると変落差効率が負値となり定義できないので、そのような値は除外する。(なお、Ⅱ-3 において、各種指標より現実的と考えられる基準有効落差を採用したケースでは、有効落差の変動は Fig.2(b) に図示された範囲におさまっている。)

水車の規模、すなわち基準水量および基準有効落差が決定されると、(4)、(5) 式により変流量効率および変落差効率が求められる。さらにこれら効率を、基準水量、基準有効落差時の発電出力 P_0 ((3) 式) に乗じることで、実際の水量、有効落差 (Q_p, h_e) 時の発電出力が求められる ((6) 式)。



注) Fig.2(a) は、比速度 $N_s=104$ (m-kW) のケースを示す。出典：新エネルギー財団 (2002) より作成

Fig.2 変流量効率および変落差効率特性曲線 (フランシス水車)

Relationship between electricity generation efficiency and discharge/ effective head (Francis turbine)

費]、「電気関係工事費（水車・発電機を含む）」のみとし、他の設備（ダム堤体、放流設備等）は、既存のものをそのまま利用するため建設費はかからないと想定した。また、発電所建物は地上式、水車はフランス水車を仮定した。これら仮定の下で、上記費用は次式の通り推定される（新エネルギー財団，2002）。

$$Y_h = 0.084 \times (P_{\max})^{0.830} \quad (12)$$

$$Y_b = 0.0595 \times (Q_{p\max} \times h_e^{2/3} \times n^{1/2})^{1.49} \quad (13)$$

$$Y_e = 12.8 \times \left(\frac{P_{\max}}{\sqrt{h_{e\max}}} \right)^{0.648} \quad (14)$$

- Y_h ：発電所建物工事費（百万円）
- Y_b ：機械装置基礎工事費（百万円）
- Y_e ：電気関係工事費（百万円）
- n ：発電機台数（=1）

発電設備の経済性評価の指標はいくつかあるが、ここでは、それらのうち最も簡便な指標である建設単価法（新エネルギー財団，2002）を採用する。建設単価には、出力（kW）あたり単価と発生電力量（kWh）あたり単価の2つがあり、ここではそれぞれ次のように定義される。

$$C_{kW} = \frac{(Y_h + Y_b + Y_e) \times 10^6}{P_{\max}} \quad (15)$$

$$C_{kWh} = \frac{(Y_h + Y_b + Y_e) \times 10^6}{E} \quad (16)$$

- C_{kW} ：出力（kW）あたり建設単価（円／kW）
- C_{kWh} ：発生電力量（kWh）あたり建設単価（円／kWh）

3 解析結果

II-3では、まず、比較的長期間にわたるデータが利用可能なI県Tダムにおける解析結果を事例として詳しく述べ、次に、同様の分析を他のダムについても適用し、結果を相互比較する。

a Tダムにおける事例

(1) ダムの概要

I県Tダムは、水田地帯に受益面積4,265haをもつT事業地区に灌漑用水を供給する農業用ダムであり、現在ダム管理はI県が行っている。放流設備として、最大取水量9.3m³/sの利水放流管および高さ5.5×幅8.0mの洪水吐ゲート3門を有している。有効貯水容量は23,257千m³、常時満水位時における有効落差は38.25m、灌漑期間は4月26日～9月10日である。加えて、下流市街地の上水道用水として、約0.1m³/sを年間取水している。

(2) データ分析方法

解析には、1989～2010年の日放流量・貯水位データを用いる。Fig.4に、Fig.3にならぬ22年間の日利水放流量について描いた流況曲線を、Fig.5に、22年間の貯水位変化を示す。これらデータより、代表値として22

年間の中央値を、1月1日から12月31日まで1日毎に求め（Figs.4, 5に示す黒破線）、以下の解析で用いる。

次に、これら中央値データを用いて、II-2-d, eで述べた各種の評価指標が、水車規模の違いによってどのように増減するかを検討する。II-2-dで議論した水車の稼働範囲に基づき、おおむね技術的に妥当と思われる、以下の水車規模の範囲において感度分析を行う。まず、基準水量については、それが最大取水量に等しいケースを最大とし、以下、発電使用水量（22年間の中央値）について流況曲線（Fig.4の黒破線）を作成した際の10%、20%、30%、40%、50%（中央値）、60%、70%超過確率流量に等しいケースを設ける。なお、これら流量は、1年365日のうち、それぞれ、37日、73日、110日、146日、183日、219日、256日（すなわちFig.4のx軸を10等分し原点側から数えた日数）でそれを超えると期待される流量のことである。次に、基準有効落差については、それが常時満水位時の有効落差（最大有効落差）38.25mに等しいケースを最大とし、以下、最大有効落差の0.9、0.8、…、0.5倍に等しいケースを設ける。

(3) 分析結果

まず、Tダムの22年間のダム貯水位変動（Fig.5）をみると、翌年の灌漑期間開始日に向けて貯水位を常時満水位にまで上げ、灌漑期間中に徐々に貯水量が減少する、農業用ダムでみられる典型的なダム運用である。ただし

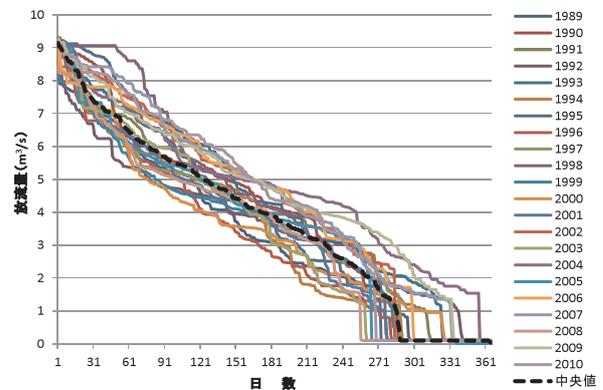


Fig.4 Tダムにおける発電使用水量（推算）の流況曲線
Distribution of discharge for electricity generation at the T dam

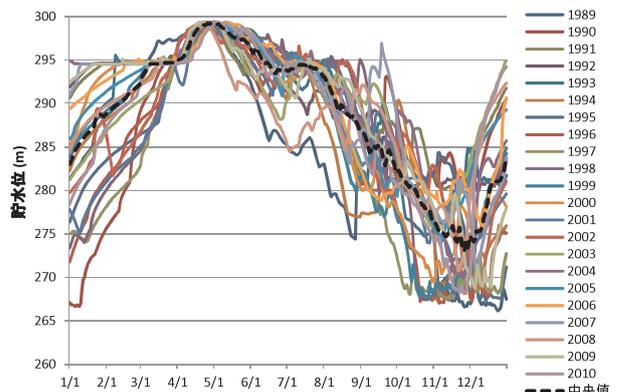


Fig.5 Tダムにおけるダム貯水位の日変動
Reservoir water level at the T dam

本ダムでは、灌漑期終了後の10～11月頃の高降雨時等に比較的高い流量で放流が行われている。結果として、Fig.4の流況曲線は、おおむね80%超過(292日)確率値あたりまで比較的なだらかに低下し、その後急に落ち

込む曲線を描いている。

次に、Table 1に、水車規模の設定と各種指標の関係を示す。

まず、経済性に関する指標について、kWあたり建設

Table 1 Tダムにおける発電施設建設に伴う各種指標の分析結果
Estimated performance indicators for power generation facility at the T dam

(a) 出力 (kW) あたり建設単価 (円/kW)								
	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
	299,934	311,283	320,872	337,109	349,985	366,850	385,647	410,314
(b) 発生電力量 (kWh) あたり建設単価 (円/kWh)								
	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
$h_{\max} \times 1.0$	140	123	112	101	95	92	93	98
$h_{\max} \times 0.9$	136	119	108	97	92	89	90	93
$h_{\max} \times 0.8$	133	116	105	94	89	86	87	90
$h_{\max} \times 0.7$	131	115	105	93	88	85	86	89
$h_{\max} \times 0.6$	135	118	107	95	90	87	87	91
$h_{\max} \times 0.5$	162	142	130	115	108	104	103	107
(c) 最大出力 (kW)								
	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
	2,440	2,128	1,908	1,603	1,409	1,202	1,018	832
(d) 年間可能発生電力量 (MWh/y)								
	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
$h_{\max} \times 1.0$	5,214	5,384	5,462	5,374	5,185	4,774	4,202	3,499
$h_{\max} \times 0.9$	5,370	5,559	5,656	5,572	5,384	4,968	4,386	3,664
$h_{\max} \times 0.8$	5,510	5,712	5,806	5,730	5,546	5,125	4,532	3,792
$h_{\max} \times 0.7$	5,568	5,759	5,855	5,798	5,609	5,185	4,586	3,840
$h_{\max} \times 0.6$	5,431	5,615	5,716	5,662	5,487	5,078	4,495	3,760
$h_{\max} \times 0.5$	4,505	4,658	4,721	4,713	4,584	4,259	3,794	3,191
(e) 発電設備利用率 (%)								
	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
$h_{\max} \times 1.0$	24.4	28.9	32.7	38.3	42.0	45.3	47.1	48.0
$h_{\max} \times 0.9$	25.1	29.8	33.8	39.7	43.6	47.2	49.2	50.3
$h_{\max} \times 0.8$	25.8	30.6	34.7	40.8	44.9	48.7	50.8	52.0
$h_{\max} \times 0.7$	26.0	30.9	35.0	41.3	45.4	49.3	51.4	52.7
$h_{\max} \times 0.6$	25.4	30.1	34.2	40.3	44.5	48.2	50.4	51.6
$h_{\max} \times 0.5$	21.1	25.0	28.3	33.6	37.1	40.5	42.5	43.8
(f) 放流水利用率 (%)								
	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
	96.7	95.0	92.5	88.0	80.4	71.9	61.3	45.7
(g) 流量設備利用率 (%)								
	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
	38.8	48.8	56.5	61.2	65.6	69.3	72.2	75.8

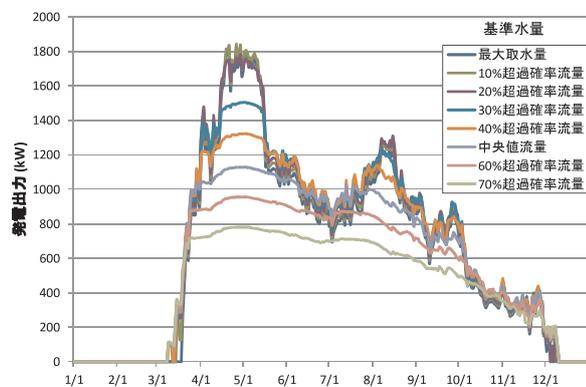
注) Q_{\max} : 最大取水量; --%ile: --%超過確率流量; $h_{\max} \times$ ---: 常時満水位時の有効落差の --- 倍
列方向に基準水量, 行方向に基準有効落差を示す。

なお, 基準有効落差の設定に左右されない指標については, 基準有効落差を示していない。

単価は、基準水量を最大値（最大取水量）に設定した場合が最も小さい一方、kWhあたり建設単価は、「基準水量＝中央値（50%超過確率流量）、基準有効落差＝最大有効落差の0.7倍」のケースで最小となった。これら2種類の単価については、一般に、ピーク電力需要（例えば夏の日中）に応える発電を行う発電所（例えば揚水発電所）ではkWあたり単価が重視され、その他の種類の発電所ではkWhあたり単価を用いることが適当であるとされている（新エネルギー財団，2002）。ここでは、利水従属発電を行うことを想定しており、ピーク対応型の発電ではないことから、kWhあたり単価を重視することが妥当と考えられる。

そこで、上記のkWhあたり単価の最小ケースに基づき、基準有効落差を最大有効落差の0.7倍に固定した場合に、基準水量の設定が発電出力の日変動に与える影響を、Fig.6に示す。kWhあたり建設単価が最小となる「基準水量＝中央値」ケースでは、灌漑期間開始日前後にみられる、融雪水増加ないし代かき用水供給に由来するピーク放流量（すなわちピーク発電出力）がカットされ、灌漑期間直前～期間中の出力変動がおおむね平滑化されていることがわかる。このことから、融雪期～代かき期の発電出力ピークに適合するような規模の発電施設の建設は、経済性の観点からはやや過大投資となりうるということが示唆される。（なお、本研究では、研究対象地域である東北地方の一般的な水文条件に鑑み、代かき期に先立つ1～2か月程度の比較的ダム流入量の多い時期を、厳密に定義することなく「融雪期」と呼ぶが、正確には融雪期間は地区・年ごとに異なり、また灌漑期間と重なる場合があることに留意されたい。）

一方で、基準水量を小さくするほど、発電可能最小流量も小さくなるため、非灌漑期の放流量が少ない時期に発電可能期間が長くなる効果（すなわちFig.3でEE'が下に移動することによりGHが右に移動する効果）が予想される。しかしながら、Fig.6をみる限りでは、基準水量を60、70%超過確率流量に設定しても発電可能



（条件：基準有効落差＝最大有効落差の0.7倍）

Fig.6 Tダムにおける基準水量設定と発電出力変動の関係
Relationship between output and size of power generation facility at the T dam

期間はほとんど増加しておらず、そのような効果は、本事例では限定的であることがわかる。Fig.4の流況曲線をみても、本事例では、最大流量と80%超過確率流量以下の低流量との差が大きく、そのような低流量を発電に使用することが困難であることがわかる。したがって本事例では、非灌漑期の発電可能期間の増加をねらって、必要以上に基準水量を小さく設定すると、経済性の観点からは、発電施設がやや過小規模となりうるということが示唆される。

Table 1の他の指標のうち、最大出力、年間可能発電電力量、放流水利用率については、基準水量を最大にしたケースまたはそれに近いケースで最大化された。したがって、放流水の持つ物理的エネルギーを、年間を通じて最大限活用することを優先するならば、基準水量は最大取水量付近に設定するのがおおむね妥当であることがわかる。とりわけ、年間可能発電電力量の最大化を目指すならば、「基準水量＝20%超過確率流量、基準有効落差＝最大有効落差の0.7倍」のケースが最適となる。前述の通り、このケースはコスト最小化の観点からは最適ではない。しかしながら、Table 1(b)のkWhあたり単価は、いずれの条件下においても小水力発電において採算性の目安とされる「建設費250円/kWh」（後藤，2010）を下回っていることから、本事例において年間可能発電電力量の最大化を優先させることは、再生可能エネルギーによる発電能力の増加という観点からみれば、一定の合理性があると考えられる。

他方で、発電設備利用率および流量設備利用率については、基準水量を小さくするほど効率が高くなる傾向がみられた（Table 1(e), (g)）。しかしながら、前述のコスト最小化の観点からは、そのようなケースが必ずしも最適とはいえない。この不一致の理由として、一般に、発電専用ダムにおいては、可能な限り一年を通じて放流量を平滑化させ（すなわちFig.3で曲線ACを水平に近づけ）、発電・流量設備利用率を高めることが経済性を高めることと整合的であることが多いが、農業用ダムにおける利水従属発電では、そのように放流量を常時固定することは事実上不可能であるため、過度に基準水量を非灌漑期の低放流量に合わせてしまうと、発電施設が過小規模となりコスト高となってしまうことが考えられる。

(4) 発電出力の年変動

以上の議論は、平年並み（22年間の中央値）の放流量・貯水位に基づく分析であったが、現実にはダム放流量は、その年の水文・水利用条件に応じて年毎に変動する。そこで次に、前述の「kWhあたり建設単価最小ケース」に発電施設の規模を固定した場合、放流量の年変動の観点から、日々の発電出力がどれくらいの確率で保証されるのかを議論する。手順としては、まず上記のケースに条件を固定したうえで、22年間の日別ダム放流量・貯水位データから日別発電出力を推算する。次に、1月1日から12月31日まで1日毎に、22個の日別発電出力デー

タから 10, 50, 90% 超過確率値を求め、同%「超過確率出力」と定義する。なお、この用語は、先述の「超過確率流量」と似ているが、「超過確率流量」が1年間の流量の日変動から得られた指標であるのに対し、「超過確率出力」は、複数年にわたるデータの年変動を表す指標であることに留意されたい。Fig.7 に、10, 50, 90% 超過確率出力を1年間にわたり折れ線でつないだものを示す。

Fig.6 で既に見たように、「kWh あたり建設単価最小ケース」では、融雪・代かき期において放流量のピークを相当カットしその一部しか発電に使用していないので、その時期において最も発電出力の年変動が小さく、確実性が高くなっている (Fig.7)。さらに、10% 超過確率出力より、豊水年においては、非灌漑期にもやや変動は激しいが一定程度の発電が期待できる。他方で、90% 超過確率出力より、渇水年においては、発電が見込まれるのはほぼ融雪期～灌漑期間に限られるうえに、灌漑期間中でも代かき期を過ぎるとかなり発電出力の変動が大きく、確実性が低下すると考えられる。

b Sダムにおける事例

(1) ダムの概要

I 県 S ダムは、水田地帯に受益面積 3,890 ha を持つ農業用ダムであり、現在ダム管理は S 土地改良区が受託している。最大取水量 7.405 m³/s、有効貯水容量 37,600 千 m³、常時満水位における有効落差は 46.95 m である。灌漑期間は、4月30日～9月5日である。

(2) データ分析方法および結果

データ分析方法は、II -3-a の T ダムに準ずる。データ期間は、2003～2010 年である。

Fig.8 に、推算した発電使用水量の流況曲線を示す。S ダムでは、灌漑用水および融雪期の洪水調節のための放流以外は、ほぼ河川維持流量のみの放流を行っている。そのため、T ダムと比較して、流況曲線がおおむね中央値 (183 日) にかけて急に低下し、それ以降はおおむね河川維持放流量で横ばいとなっている。

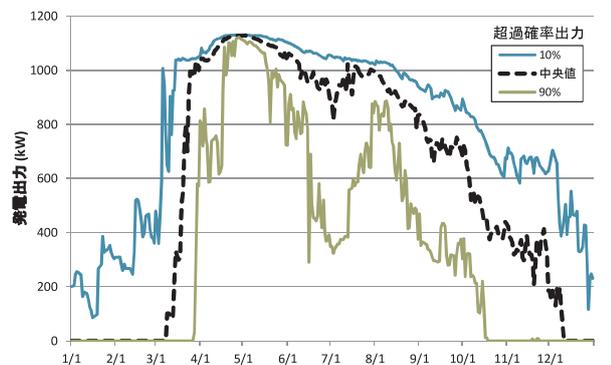


Fig.7 T ダムにおける発電出力の日・年変動特性
Daily and annual variations of estimated output at the T dam

次に、Table 2 に、水車規模の設定と各種指標の関係を示す。本事例では、kWh あたり建設単価が、「基準水量 = 60% 超過確率流量、基準有効落差 = 最大有効落差の 0.8 倍」のケースで最小となる。そこで、このケースに基づき、基準有効落差を最大有効落差の 0.8 倍に固定した場合に、基準水量の設定が発電出力の日変動に与える影響を、Fig.9 に示す。

Fig.9 より、基準水量をコスト最小ケースの 60% 超過確率流量にまで低下させたときに、(Fig.3 の GH が右にスライドする効果により) 初めて冬期 (11 月下旬～3 月上旬) の河川維持放流による発電が可能となることがわかる。すなわち、本事例では、発電施設の規模を小さめに設定し、河川維持放流を含め年間を通じた発電を行うことがコスト低減につながることを示された。他方で、このコスト最小ケースでは、灌漑期間中の豊富な放流量による発電出力の増加はほとんど期待できず、発電出力曲線は、おおむねフラットなカタチとなる (Fig.9)。年間可能発生電力量をみても、最大値 (3,134 MWh/y) の 3 分の 1 にも満たない量 (982 MWh/y) しか発電できない (Table 2(d))。したがって、II -3-a の T ダムと同様、本事例でも、特に夏期における発電出力・電力量の増加を重視するならば、採算性の目安である「建設費 250 円 / kWh」に留意しつつ、ある程度発電施設の規模を大

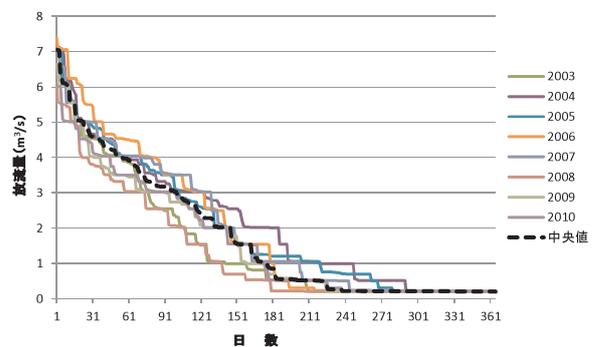
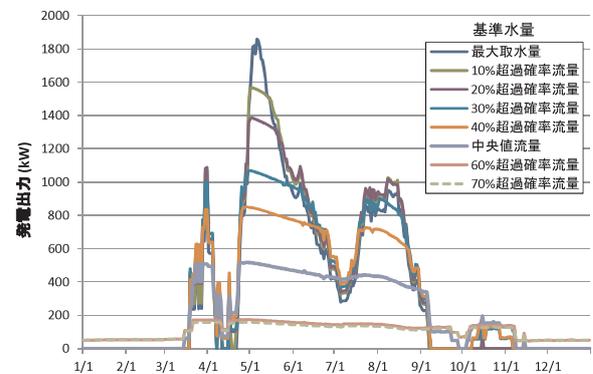


Fig.8 S ダムにおける発電使用水量 (推算) の流況曲線
Distribution of discharge for electricity generation at the S dam



(条件: 基準有効落差 = 最大有効落差の 0.8 倍)
Fig.9 S ダムにおける基準水量設定と発電出力変動の関係
Relationship between output and size of power generation facility at the S dam

きくすることは、一定の合理性があると考えられる。仮に年間可能発生電力量の最大化を目指すならば、本事例では、「基準水量 = 10%超過確率流量、基準有効落差 =

最大有効落差の 0.8 倍」のケースが最適となる (Table 2(d))。なお、他の指標については、おおむね T ダムと同様の傾向が得られた (Table 2)。

Table 2 S ダムにおける発電施設建設に伴う各種指標の分析結果
Estimated performance indicators for power generation facility at the S dam

(a) 出力 (kW) あたり建設単価 (円/kW)								
	Q_{max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
	282,954	314,812	326,360	352,813	378,611	442,696	631,847	651,891
(b) 発生電力量 (kWh) あたり建設単価 (円/kWh)								
	Q_{max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
$h_{emax} \times 1.0$	231	166	153	135	129	127	118	118
$h_{emax} \times 0.9$	228	164	151	133	128	125	116.3	116.6
$h_{emax} \times 0.8$	228	164	150	133	128	125	116.0	116.3
$h_{emax} \times 0.7$	231	166	152	134	129	126	117	118
$h_{emax} \times 0.6$	241	173	159	140	134	132	122	122
$h_{emax} \times 0.5$	305	218	199	175	168	163	151	151
(c) 最大出力 (kW)								
	Q_{max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
	2,387	1,630	1,440	1,108	879	535	180	164
(d) 年間可能発生電力量 (MWh/y)								
	Q_{max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
$h_{emax} \times 1.0$	2,924	3,095	3,081	2,903	2,574	1,863	967	906
$h_{emax} \times 0.9$	2,958	3,131	3,119	2,940	2,607	1,888	980	918
$h_{emax} \times 0.8$	2,961	3,134	3,123	2,944	2,611	1,893	982	920
$h_{emax} \times 0.7$	2,926	3,097	3,086	2,910	2,581	1,872	972	910
$h_{emax} \times 0.6$	2,804	2,969	2,959	2,793	2,476	1,800	934	875
$h_{emax} \times 0.5$	2,213	2,350	2,355	2,240	1,978	1,450	756	709
(e) 発電設備利用率 (%)								
	Q_{max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
$h_{emax} \times 1.0$	14.0	21.7	24.4	29.9	33.4	39.8	61.2	63.0
$h_{emax} \times 0.9$	14.1	21.9	24.7	30.3	33.8	40.3	62.0	63.8
$h_{emax} \times 0.8$	14.2	22.0	24.8	30.3	33.9	40.4	62.2	64.0
$h_{emax} \times 0.7$	14.0	21.7	24.5	30.0	33.5	40.0	61.5	63.3
$h_{emax} \times 0.6$	13.4	20.8	23.5	28.8	32.1	38.4	59.1	60.8
$h_{emax} \times 0.5$	10.6	16.5	18.7	23.1	25.7	30.9	47.8	49.3
(f) 放流水利用率 (%)								
	Q_{max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
	86.3	86.8	77.3	67.1	47.3	24.0	22.5	12.2
(g) 流量設備利用率 (%)								
	Q_{max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
	20.7	34.4	39.8	43.6	50.5	75.6	77.9	98.4

注) Q_{max} : 最大取水量 ; --%ile: --%超過確率流量 ; $h_{emax} \times \dots$: 常時満水位時の有効落差の --- 倍
列方向に基準水量, 行方向に基準有効落差を示す。
なお, 基準有効落差の設定に左右されない指標については, 基準有効落差を示していない。

c Mダムにおける事例

(1) ダムの概要

Y県Mダムは、水田地帯に受益面積9,040haを持つ農業用ダムであり、現在ダム管理はY土地改良区が受託している。最大取水量8.777 m³/s（うち灌漑用水（代かき期）8.279 m³/s, 上水道用水0.324 m³/s, 工業用水0.174 m³/s）、有効貯水容量30,500千m³、常時満水位における有効落差は47.94mである。灌漑期間は、5月1日～9月10日である。一方、上水道および工業用水は、年間を通じて一定量の供給を行っている。

(2) データ分析方法および結果

データ分析方法は、II-3-aのTダムに準ずる。データ期間は、2001～2008年である。

Fig.10に、推算した発電使用水量の流況曲線を示す。本事例は、灌漑用水および融雪期の洪水調節のための放流に加えて、前述の上水道・工業用水供給のための放流をほぼ年間を通じて行っているのが特徴的である。そのため、Sダムと同様、流況曲線が中央値（183日）にかけて急に低下しているが、それ以降は、上水・工業用水供給を加味した1 m³/s前後の放流量でおおむね安定している。

次に、Table 3に、水車規模の設定と各種指標の関係を示す。本事例では、Sダムと同様、kWhあたり建設単価が、「基準水量 = 60%超過確率流量、基準有効落差 = 最大有効落差の0.8倍」のケースで最小となる。そこで、このケースに基づき、基準有効落差を最大有効落差の0.8倍に固定した場合に、基準水量の設定が発電出力の日変動に与える影響を、Fig.11に示す。

本事例では、非灌漑期の安定した放流量の効果（Fig.10）により、基準水量を20%超過確率流量まで低下させたときに、すでに年間を通じた発電が可能となる（Fig.11）。さらに、コスト最小ケースの60%超過確率流量まで低下させると、年間を通じてほぼ一定の出力を維持することが可能となる。そのため、同ケースの発電設備利用率は、他のダムと比較して高い78.8%に達し（Table 3(e)）、kWhあたり建設単価は、他のダムと比較して低い70円/kWhである（Table 3(b)）。

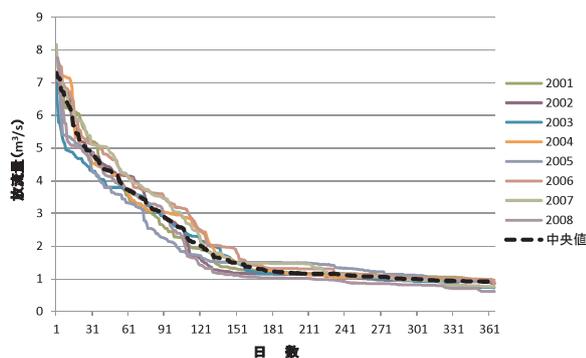


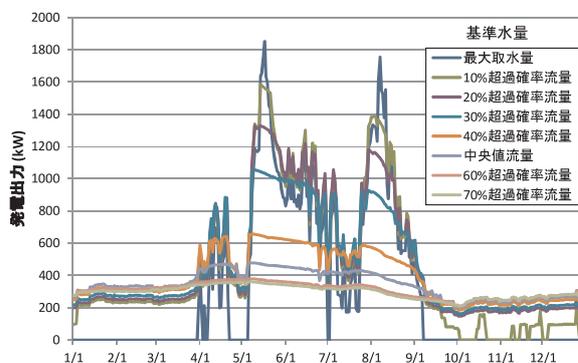
Fig.10 Mダムにおける発電使用水量（推算）の流況曲線
Distribution of discharge for electricity generation at the M dam

さらに、もし60%超過確率流量まで基準水量を下げたとしても、年間可能発生電力量は、最大値（4,196 MWh/y）の64%（2,701 MWh/y）に達し（Table 3(d)）、放流水利用率も、Sダムに比較して高い51.9%に達する（Table 3(f)）と見込まれる。他方で、年間可能発生電力量が最大となるのは、「基準水量 = 20%超過確率流量、基準有効落差 = 最大有効落差の0.8倍」のケースである（Table 3(d)）。

4 まとめ

IIでは、灌漑利用が主目的であるという意味において、典型的な農業用ダムである3つの事例地区を対象として、発電ポテンシャルの評価を行った。結果として、発電ポテンシャル・コストは、発電施設の規模、とりわけ基準水量（最大発電使用水量）の設定に大きく依存することが明らかとなった。具体的には、発電施設建設費の最小ケース（以下「コスト最小ケース」）は「基準水量 = 中央値～60%超過確率流量」であったのに対して、年間可能発生電力量の最大ケース（以下「発電量最大ケース」）は「基準水量 = 10～20%超過確率流量」であった。一方で、基準有効落差については、コスト最小ケース、発電量最大ケースとも、「最大有効落差の0.7～0.8倍」が最適であった。

「コスト最小ケース」は、各事例の流況曲線のパターンによって差はあるものの、年間を通じておおむねフラットな発電出力パターンで、2つの事例（Sダム、Mダム）で、非灌漑期の河川維持流量等をも活用できる施設規模であった。一方で、いずれの事例でも、灌漑期の発電ポテンシャルを十分に生かし切れていなかった。それに対し、「発電量最大ケース」では、灌漑期間中は、代かき期ピーク等の放流量の一部を除く大部分の発電ポテンシャルを利用できるのに対し、非灌漑期においては、2つの事例（Tダム、Sダム）で発電可能最小流量を下回り、発電が停止するとみられた。これらのことから、ダム放流量の経時変化の大きい農業用ダムでは、コスト



（条件：基準有効落差 = 最大有効落差の0.8倍）

Fig.11 Mダムにおける基準水量設定と発電出力変動の関係
Relationship between output and size of power generation facility at the M dam

最小化（ないし発電出力の平滑化）と発電量最大化の間でトレードオフがあることが明らかとなった。（なお、このようなトレードオフを克服する解決方法の一つとして、最大出力の異なる複数台の発電機を設置し、それぞれ

れ灌漑期、非灌漑期に用いることが考えられるが、本研究で対象としている規模以下の小水力発電施設では、コストの面から、そのような複数の発電機の設置は一般的に困難とみられる。）

Table 3 M ダムにおける発電施設建設に伴う各種指標の分析結果
Estimated performance indicators for power generation facility at the M dam

(a) 出力 (kW) あたり建設単価 (円/kW)

	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
	267,271	310,931	327,568	352,129	408,070	451,384	486,417	494,666

(b) 発生電力量 (kWh) あたり建設単価 (円/kWh)

	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
$h_{\max} \times 1.0$	286	133	110	97	82	75	72	72
$h_{\max} \times 0.9$	282	132	109	96	81	74	71	71
$h_{\max} \times 0.8$	282	132	109	96	81	74	70	71
$h_{\max} \times 0.7$	285	133	110	97	82	74	71	71
$h_{\max} \times 0.6$	298	139	114	101	85	77	74	74
$h_{\max} \times 0.5$	376	174	141	124	104	94	88	88

(c) 最大出力 (kW)

	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
	2,887	1,664	1,391	1,092	677	493	391	372

(d) 年間可能発生電力量 (MWh/y)

	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
$h_{\max} \times 1.0$	2,700	3,878	4,139	3,951	3,354	2,977	2,647	2,554
$h_{\max} \times 0.9$	2,737	3,923	4,190	4,000	3,398	3,017	2,689	2,594
$h_{\max} \times 0.8$	2,738	3,926	4,196	4,007	3,406	3,024	2,701	2,606
$h_{\max} \times 0.7$	2,704	3,879	4,148	3,963	3,370	2,992	2,677	2,583
$h_{\max} \times 0.6$	2,589	3,720	3,985	3,810	3,243	2,880	2,585	2,496
$h_{\max} \times 0.5$	2,054	2,981	3,230	3,102	2,661	2,380	2,157	2,091

(e) 発電設備利用率 (%)

	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
$h_{\max} \times 1.0$	10.7	26.6	34.0	41.3	56.5	68.9	77.2	78.5
$h_{\max} \times 0.9$	10.8	26.9	34.4	41.8	57.3	69.8	78.4	79.7
$h_{\max} \times 0.8$	10.8	26.9	34.4	41.9	57.4	70.0	78.8	80.0
$h_{\max} \times 0.7$	10.7	26.6	34.0	41.4	56.8	69.2	78.1	79.3
$h_{\max} \times 0.6$	10.2	25.5	32.7	39.8	54.6	66.6	75.4	76.7
$h_{\max} \times 0.5$	8.1	20.5	26.5	32.4	44.8	55.1	62.9	64.2

(f) 放流水利用率 (%)

	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
	64.1	93.6	87.5	74.1	61.7	54.7	51.9	50.7

(g) 流量設備利用率 (%)

	Q_{\max}	10%ile	20%ile	30%ile	40%ile	中央値	60%ile	70%ile
	15.0	42.8	52.5	68.3	84.5	92.6	92.9	97.0

注) Q_{\max} : 最大取水量 ; --%ile : --%超過確率流量 ; $h_{\max} \times \dots$: 常時満水位時の有効落差の --- 倍
列方向に基準水量, 行方向に基準有効落差を示す。
なお, 基準有効落差の設定に左右されない指標については, 基準有効落差を示していない。

また、灌漑用水に加えて上水、工業用水を通年供給するMダムの事例では、Tダム、Sダムに比べて、各種指標についておおむね良い結果が得られた。このことから、非灌漑期においても、他の目的で安定した放流を行っている農業用ダムが、発電利用にはより適していると考えられた。

経済性の指標について、今回重視した「kWhあたり建設単価」は、ある程度単純化した仮定に基づいており、実際には、例えば、発電施設建設予定場所までのアクセス道路がなければ、それを追加整備する費用が必要である。したがって、試算した単価の絶対値の妥当性については、各事例の詳細な検討を待たなければならない。しかしながら、今回の3つの事例に関する予備的検討結果を見る限りは、コスト最小ケースのみならず、発電量最大ケースにおいても、採算性の目安といわれている「建設費250円/kWh」を下回り、事業化に際して採算をとれる可能性があることが示唆された。

Ⅲ 既設の農業用ダム併設小水力発電施設における事例調査

1 データ収集

東北農政局管内の比較的大規模（有効貯水量1千万 m^3 以上）でかつ既存の発電施設を有する農業用ダムのうち4地区において、各々のダムを管理する県、土地改良区から、可能な範囲で、日別の水管理、発電出力・発電電力量データおよびダム諸元情報を入手するとともに聞き取り調査を行った。なお、Ⅲで対象とする4地区には、Ⅱで検討したような灌漑が主目的のダムに加えて、灌漑以外の用途が重要視される多目的ダムも含め、ダムの性格による各種指標の違いを比較検討した。

2 調査結果

a Gダムにおける事例

I県Gダムは、有効貯水量46,300千 m^3 で、田畑約1,500haの受益面積をもつI開拓建設事業地区に灌漑用水を供給している。同時に、同ダムから受益農地へ送水する約7,500mの導水管路の有効落差を活用し、2か所の発電所において県企業局による発電事業が行われている。ここでは、そのうち第一発電所の事例を検討する。同発電所は、最大発電使用水量12 m^3/s （うち最大灌漑使用水量9 m^3/s ）、最大有効落差405m、最大出力41,000kW（41MW）の地下式発電所である。

ここでは、2002～2010年の発電使用水量および発電出力の日データを使用する。

Fig.12に、8年間の実データに基づいて計算した、日別の超過確率出力を示す。Gダムは、発電事業が主目的のひとつである多目的ダムであることから、最大発電使用水量12 m^3/s の水利権を通年有しており、非灌漑期においても、それを有した発電がおこなわれている。その

ため、豊水年並みの変動を表す10%超過確率出力においては、最大出力に近いレベルの出力が（秋期を除き）比較的安定して得られている。なお、発電出力に全般的に鋸歯状の変動がみられるのは、週末など電力需要の少ない日に、放流量を絞って発電出力を低く抑える（または発電を停止する）ことがしばしばあることを示唆している。しかしながら、灌漑期間中は、下流の農地に灌漑用水を供給するために比較的安定した放流（発電）が行われ、出力の変動は比較的少ない。他方で、灌漑期終了後の9月下旬～11月末頃は、放流（発電）を中断することが多いが、これは、電力需要の比較的少ない秋期に、12月以降の発電および翌年の灌漑用水供給のためダム貯水量を回復させることも目的の一つと考えられる。なお、発電設備利用率は、10%超過確率出力で86%、中央値超過確率出力で55%である。

b Yダムにおける事例

A県Yダムは、有効貯水量33,100千 m^3 で、治水、灌漑、上水供給の目的をもつ多目的ダムであり、A県が管理している。灌漑については、畑地1,864haの受益面積を有している。さらに、ダム管理費の節減および未利用エネルギー有効利用のため、管理用発電所が付設されている。発電施設は、上水および河川維持放流のための放流管に接続されており、これら放流に従属した発電を行っている。発電所は、最大使用水量6.0 m^3/s 、最大有効落差31.13m、最大出力1,500kWである。ダム管理のために消費する電力を差し引いた余剰電力は、電力会社に売電している。他方で、灌漑用水のための放流（最大取水量1.3 m^3/s ）は、発電施設を経由せずに行われているため、農業用水の取水と発電出力に直接の関連性はない。

ここでは、入手した2010年のダム放流量、発電使用水量および発電出力の日平均データを使用する。ダム管理者によると発電出力の年変動はほとんどないとのことである。

発電使用水量およびそれに洪水吐・灌漑用水放流量を加算したダム全放流量をFig.13に示す。（なお、発電使用水量以外の放流量の大部分は、洪水吐ゲートを通じた

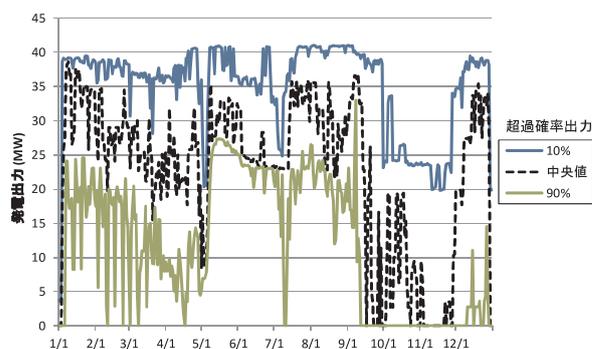


Fig.12 Gダムにおける実発電出力の日・年変動特性
Daily and annual variations of actual output at the G dam

洪水調節のための放流である。) 発電使用水量は、年間を通じておおむね 4 ~ 4.5 m³/s 程度で安定している。これは、下流の上水道用水供給のため、常時安定した放流が求められているためである。このことから、発電出力も年間を通じて安定しており (Fig.14)、発電設備利用率も 84% と極めて高い。

c Aダムにおける事例

M 県 A ダムは、有効貯水量 13,510 千 m³ を有し、洪水調節、灌漑、利水従属発電を目的とする多目的ダムである。受益面積は、水田 3,730 ha である。土地改良施設の維持管理費の節減対策のため、国営 H かんがい排水事業の一環として小水力発電所が整備された。ダムおよび発電所の維持管理は、それぞれ M 県、H 土地改良区が個別に実施しているが、両者はダム放流を通じて密接に関連しているので、緊密に連絡を取り合って調整を行っている。発電は灌漑用水・河川維持放流に従属しており、最大取水量 (代かき期) 9 m³/s のうち最大 2 m³/s を発電所経由で放流している。発電所は、最大使用水量 2.0 m³/s、最大有効落差 63 m、最大出力 1,000 kW である。発生した電力は、電力会社に売電している。

県および土地改良区より、1999 ~ 2010 年の水管理データおよび月別発生電力量のデータを収集した。しかし、A ダムでは、2008 年に発生した地震災害のため災害復旧工事中であることから、以下では 2007 年以前のデー

タを用いる。

Fig.15 に、A ダムの放流量の経時変化 (2006 年) を示す。「ゲート放流量」は、発電施設を経由しない利水放流を示し、最大発電使用水量 2.0 m³/s を上回る放流量が必要な際に使用される。また、非灌漑期にも 0.2 m³/s 前後の河川維持放流が発電所を経由してなされているものの、本発電所の発電可能流量範囲は 0.5 ~ 2.0 m³/s なので、Fig.15 の 2006 年の事例では、1 ~ 3 月と 10 月下旬 ~ 年末の期間は発電を停止していた。また、放流水利用率を、II での定義に照らして、(年間発電使用水量 (発電可能最小流量以下を除く)) / (洪水吐放流量を除く年間ダム放流量) と定義すると、76% (2006 年) と推算される。

Fig.16 に、1999 年 ~ 2007 年の月別発生電力量の実績から計算した 10、50、90% 超過確率発生電力量を示す。豊水年においては、非灌漑期においても、河川維持放流を利用した発電が、電力量は小さいながらも行われることがあるが、平年 ~ 渇水年においては、非灌漑期の放流量は発電可能最小流量を下回るため、発電はほとんど行われていない。このため、発電設備利用率は、10、50、90% 超過確率発生電力量でそれぞれ、66、38、22% にとどまっている。

Fig.17 に、データが通年で入手できた 2006 年のダム放流量の流況曲線を示す。(なお、以下 Figs.17、20 に示す流況曲線は、洪水吐放流量を含んでいる。) 放流量は、おおむね中央値 (183 日) に向けて急に低下しており、

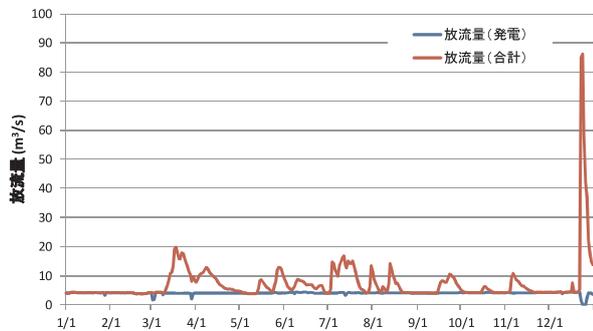


Fig.13 Yダムにおける発電使用水量・ダム放流量の日変動 (2010年)
Dam discharge at the Y dam in 2010

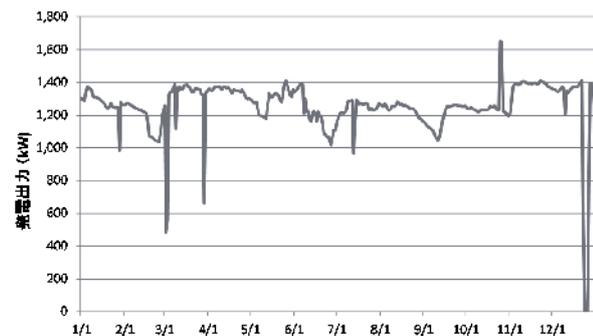


Fig.14 Yダムにおける発電出力 (日平均) の変化 (2010年)
Output at the Y dam in 2010

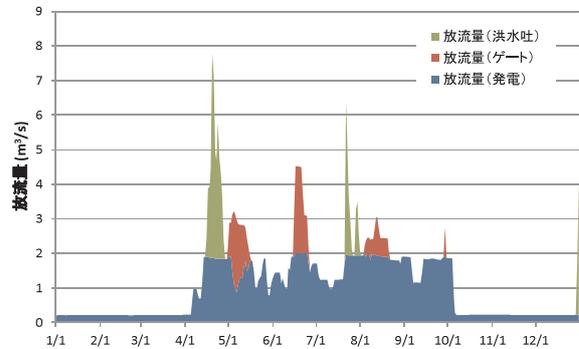


Fig.15 Aダムにおける発電使用水量・ダム放流量の変化 (2006年)
Dam discharge at the A dam in 2006

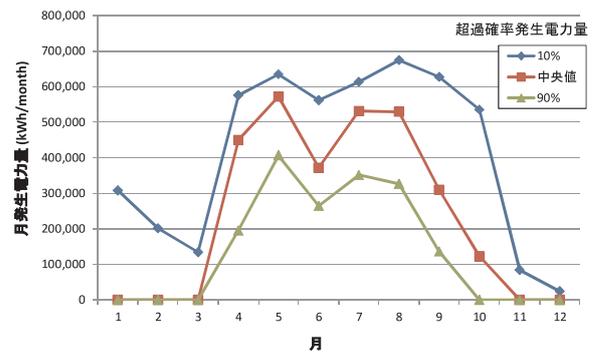


Fig.16 Aダムにおける月発生電力量 (1999 ~ 2007年)
Monthly electric energy generation at the A dam in 1999-2007

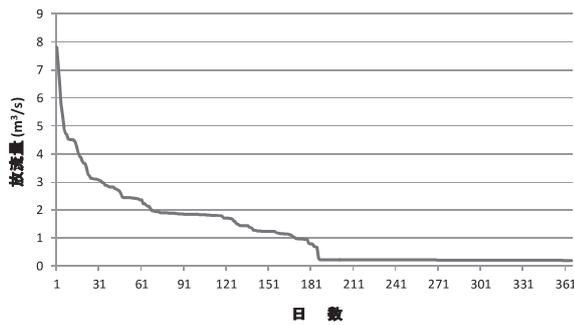


Fig.17 Aダムにおけるダム放流量の流況曲線 (2006年)
Distribution of dam discharge at the A dam in 2006

この傾向は、Ⅱで検討したⅠ県Sダムのパターンに類似している。すなわち、非灌漑期の放流量がきわめて少なく、灌漑期の発電出力の増加と1年を通じた継続的な発電のトレードオフが顕著なパターンである。しかしながら、最大発電使用水量 2.0 m³/s 付近で、流況曲線にフラットな部分が存在するのが、発電所を持たないTダム、Sダム、Mダムの流況曲線 (Figs.4, 8, 10) との相違点である。これは、特に灌漑期になるべく放流量を平滑化 (Fig.15) して、より多くの水量を発電所経由で放流しようとするダム管理上の工夫を示唆している。

また、本事例 (Aダム) では、最大発電使用水量を 2.0 m³/s と定めているが、これは、Fig.17 に照らし合わせると、19%超過確率流量に相当する。したがって、Ⅱの検討結果に照らせば (流況曲線のかたちが異なるので単純比較はできないが) 「発電量最大ケース」に近く、灌漑期の発電出力の増加 (または年発生電力量の最大化) をより重視した設計がなされているといえよう。

d Shダムにおける事例

Y県Shダムは、有効貯水量 29,800 千 m³ を有する農業用ダムであり、受益面積は水田 3,412 ha である。灌漑期間は、5月6日～9月7日である。ダム管理は、M土地改良区が受託している。さらに、Y県企業局により小水力発電所が追加整備 (仮排水路の末端に建設) され、その維持管理は同局が実施している。発電は灌漑用水・河川維持放流に従属しており、最大取水量 (代かき期) 8 m³/s のうち最大 5 m³/s を発電所経由で放流している。発電所は、最大使用水量 5.0 m³/s、最大有効落差 88.9 m、最大出力 3,700 kW である。発生した電力は、電力会社に売電している。

M土地改良区より、2009～2010年の水管理データを収集した。しかし、発電出力・電力量データは、今回は入手できなかった。

Fig.18, 19 に、ダム貯水位およびダム放流量の経時変化を示す。灌漑期直前 (3月下旬～5月上旬) に、灌漑期に向けた貯水量確保のため貯水位が常時満水位を保っている期間がある (Fig.18) が、その期間のダム流入量の多く (5.0 m³/s を超える部分) は洪水吐から放流され

(Fig.19)、発電には使用できない。他方で、続く灌漑期間においては、ダム放流がⅡの3事例地区に比べると平滑化され、また放流量の大部分を発電所経由の放流 (Fig.19の青い部分) が占めているため、灌漑放流の大部分が発電に有効利用されていると思われる。そのため、放流水利用率 (Aダムと同様の手順で推算) は 89% と比較的高い数値を示している。

さらに、ダム放流量の流況曲線 (Fig.20) において、Aダムの事例 (Fig.17) と同様に、最大発電使用水量 (5 m³/s) 付近で流況曲線がフラットになる傾向がみられる。この流量は、24%超過確率流量 (2009, 2010年平均) に相当する。したがって、本事例もAダムと同様、

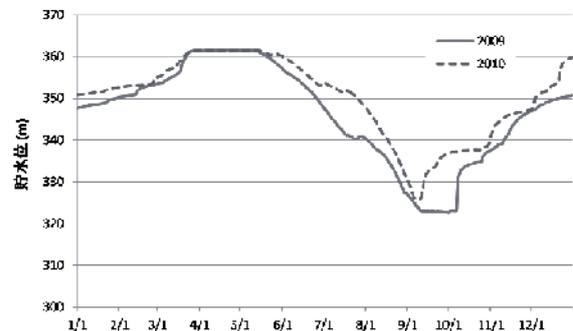


Fig.18 Shダムにおけるダム貯水位の変化
Reservoir water level at the Sh dam

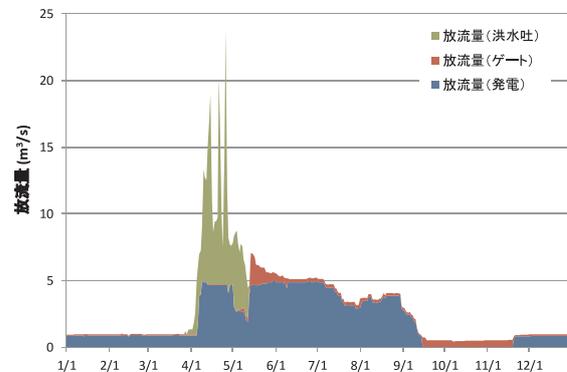
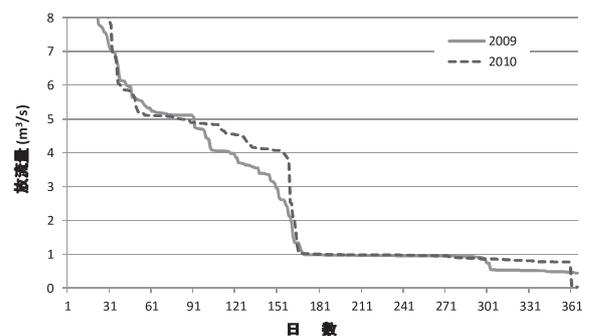


Fig.19 Shダムにおけるダム放流量の変化 (2009年)
Dam discharge at the Sh dam in 2009



注) 最大取水量 (8 m³/s) 以上の放流量は割愛した。
Fig.20 Shダムにおけるダム放流量の流況曲線
Distribution of dam discharge at the Sh dam

灌漑期の発電出力の増加(または年発生電力量の最大化)をより重視した設計とみられる。

3 まとめ

Ⅲでは、既設の農業用ダム付設小水力発電所について、タイプの異なる4つの事例を取り上げ検討した。まず、発電が主目的のひとつであるGダムでは、通年一定量の発電水利権を用いて、非灌漑期にもおおむね安定した発電を行っていた。また、Yダムにおいても、通年安定している上水・河川維持放流に従属した発電を行うことにより、高い発電設備利用率を保っていた。

これらに対して、主に灌漑用水に従属した発電を行っているAダム、Shダムにおいては、Ⅱでみたような、灌漑期の発電量増加と通年での安定した発電のトレードオフが少なからず確認された。今回検討した2地区においては、これら2つの相反する目的のうち、どちらかというところを重視した発電施設の設計がされていた。さらに、灌漑期間中は可能な限り放流量を最大発電使用水量付近で一定に保つことにより、できるだけ放流水利用率を高めるダム管理上の工夫がみられた。

しかしながら、灌漑用水・河川維持放流に従属した発電を行うAダム、Shダムにおいては、年間を通じて安定した発電使用水量を得られるGダム、Yダムの事例に比べて設備利用率が低いことは否定できない。これを向上させていくためには、例えば以下のことが必要となる。

- 発電施設を経由せずに放流されている、融雪期の洪水吐放流(Figs.15, 19)を、流量調節・灌漑用水確保に支障のない範囲で可能な限り平滑化するために、発電最大使用水量に近い放流量を融雪期直前に発電施設を経由してあらかじめ放流・発電利用できるようにすること。
- 翌年の灌漑期に向けたダム貯水量の確保に支障のない範囲で、非灌漑期の河川維持放流のための水量を、少なくとも発電施設の発電可能最小水量を上回る量とし、年間を通じた発電を行うこと。

ただし、これらの対策を実行するためには、例えば灌漑用水のみに従属する発電計画としている地区において新たに非灌漑期の放流を用いた発電に関する河川管理者の認可を得るなど、水利権の調整が必要となる場合があることに留意しなければならない。さらに、そのような発電機能の増強が、流量調節や灌漑用水確保など本来のダム機能を阻害するリスクについて十分に検討することも求められる。

Ⅳ 東北地方の広域ポテンシャルの評価

1 はじめに

Ⅱでは、3つの農業用ダムを対象に、発電施設の規模を変化させた際の発電ポテンシャルやコストなどを評価

し、発電量最大ケースとコスト最小ケースでは最適施設規模が異なること、また、両ケースとも、今回の調査対象についての予備的検討の範囲では、採算性が見込まれることが明らかとなった。さらに、Ⅲでは、既存の小水力発電施設においては、どちらかというところ発電量最大ケースに近い設計が行われていることがわかった。

これらの結果を考慮し、Ⅳは、上記の発電量最大ケースとコスト最小ケースの両者について、これまでの解析結果を、ある程度単純化した仮定を用いながら他の農業用ダムに適用し、東北地方全体の発電ポテンシャルおよびその経時変化を概算・評価する。

2 評価方法および結果

a 東北地方の総発電ポテンシャルの推計

第一に、Ⅱで推算した発電出力の日変動グラフ(Figs.6, 9, 11)から、発電量最大ケースとコスト最小ケースを抽出し、それらを最大出力 $P_{max} = 1$ とする相対出力に標準化し、さらに3つの事例地区(T, S, Mダム)の相対出力を平均した変動グラフを求める。

Figs.21, 22に、それぞれ発電量最大ケース、コスト最小ケースについての、3事例地区の相対出力変動および

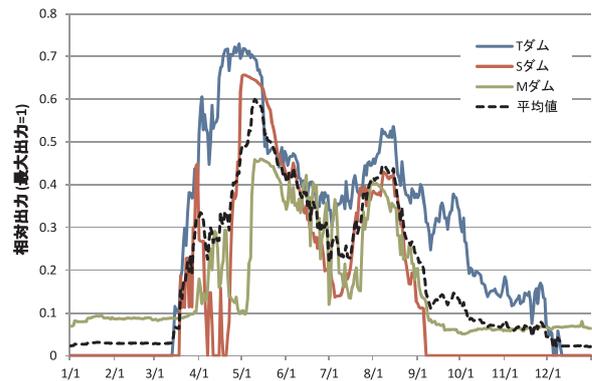


Fig.21 3つの農業用ダムにおける相対発電出力の変動(発電量最大ケース)

Estimated relative outputs at the three dams (electric energy maximization case)

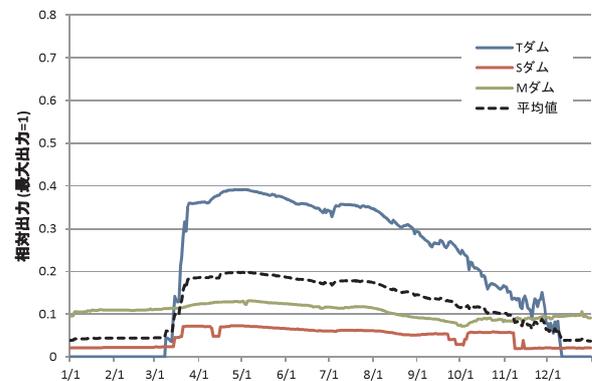


Fig.22 3つの農業用ダムにおける相対発電出力の変動(コスト最小ケース)

Estimated relative outputs at the three dams (cost minimization case)

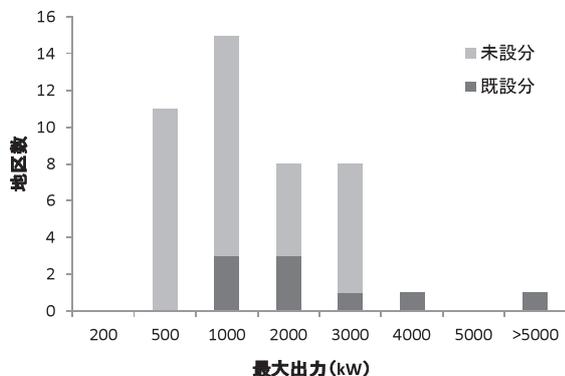
びそれらの平均値を示す。IIですでに述べたように、発電量最大ケースでは、融雪期～灌漑期の利水放流水の大部分を利用していることから、4月～9月の発電出力ピークが大きく立ち上がったグラフである (Fig.21)。一方で、コスト最小ケースでは、同じ期間のピークがかなり平滑化され、年間を通じて比較的フラットな発電出力パターンを示している (Fig.22)。

第二に、上記の結果を東北地方全体に類推し適用するために、まず『農業用ダム台帳』(農村振興局, 2005)に記載された東北6県の農業用ダム207地区について、次式により最大出力を概算する。

$$(\text{最大出力}) = 9.8 \times (\text{最大取水量}) \times (\text{利用水深}) \times 0.7 \quad (17)$$

利用水深とは常時満水位と最低水位の差で、最低水位時に有効落差が0に近くなるよう設計されているダムが多いことから、ここでは最大有効落差の近似値として採用する。この近似が必要なのは、ダム台帳や事業概要書には通常放流管出口標高が記載されておらず、最大有効落差を求められないためである。ただし、いくつかのダム(特に発電所が既設のダム)については、最大有効落差または最大出力の情報が、別途事業概要書等から得られたので、(17)式の概算値の代わりに、それら実データを使用する。

次に、上記の207地区のうち、最大出力が200 kW以上と推算される44地区(うち発電所既設9地区)を抽出する。このような閾値を設けた理由は、現在まで土地改良事業の一環として小水力発電事業を実施した地区における最大出力が、おおむね200 kW以上である(後藤ら, 2012)ことから、経済性成立のおおよその目安と考えられるためである。ただし、抽出された44地区あるいはそれ以外の地区についての発電施設建設の具体的な採算性の評価は、別途詳細な検討が必要であることに留意されたい。Fig.23に、抽出された44地区の最大出力の度数分布を示す。半数以上の地区で1,000 kW未満の出力



注) 発電施設未設置地区の出力は推定値である。

Fig.23 東北地方の44地区の農業用ダムにおける最大出力の度数分布

Histogram of maximum outputs at 44 agricultural dams in the Tohoku region

である。

第三に、上記44地区のダムすべてに発電施設を設けた場合、それら施設の発電出力変動は、3つの事例地区(T, S, Mダム)の平均変動パターン (Figs.21, 22)に従うと仮定する。ただし、これまで検討してきたように、元来発電出力の変動は、各ダムの水文・水利権等の条件に大きく左右されるので、この仮定はかなり個々の地区の事情を捨象・単純化した仮定である。しかしながら、44地区の大多数を占める灌漑専用ダム(もしくは多目的であっても灌漑が主目的のダム)に関しては、例えば、灌漑期直前にダム貯水位が常時満水位に達し、また非灌漑期に放流量が著しく減少するなどという貯水位・放流量の変動パターンはおおむね共通していると考えられることから、典型的な農業用ダムである3事例地区の平均発電出力変動パターンでもって全体の変動を代表させることは、ある程度の妥当性をもっていえると思われる。

以上の議論に従い、まず、抽出した44ダムの最大出力を合計し、総出力(設備容量)90,420 kWを得る。次にこの出力にFigs.21, 22の相対出力(平均値)を乗じたものを、44ダムの日別総発電出力とみなし、Fig.24に示す。これにより、東北地方全体では、発電量最大ケースで54,000 kW、コスト最小化ケースで18,000 kW程度のピーク出力が得られると見積もられる。また、発電設備利用率は、発電量最大ケースで20%と計算される。これは、灌漑用水従属発電のAダム(平年並みで38%)に比べても低い値にとどまっていることから、発電所が未設のダムにおいて設備利用率を高めていくためには、Aダム、Shダムで見られたような水管理上の工夫、すなわち灌漑期間中の利水放流量の平滑化などが必要と考えられる。

b 東北地方の農業用電力消費量の推計および需給バランスの評価

土地改良事業による小水力発電事業は、農業水利施設の運転操作に必要な電力を供給することを元来の目的としている。しかし現実には、発電の経時変化パターンと

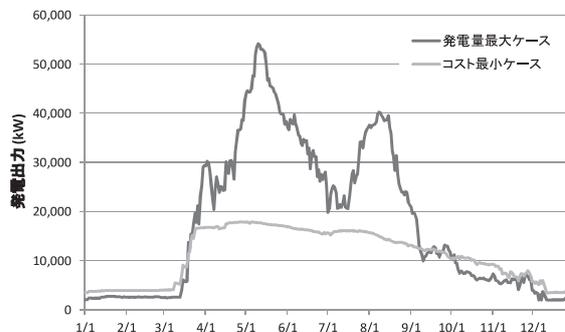


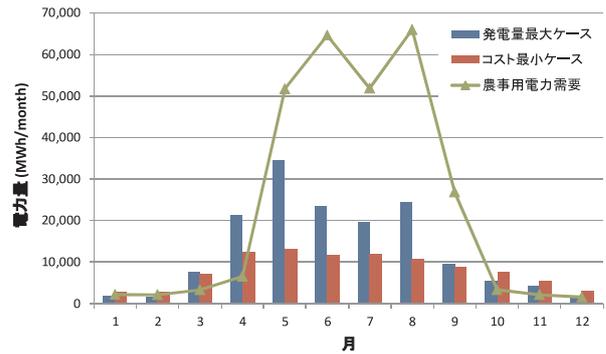
Fig.24 東北地方の農業用ダム44地区から得られる発電出力変動の推定

Estimated output potential using 44 agricultural dams in the Tohoku region

各種水利施設の電力需要パターンが一致するとは限らないこと、また小水力発電施設と水利施設を結ぶ専用の送電網を構築することはコストの面から現実的ではないことから、一般的に、発生した電力は電力会社に売電され、その収益は土地改良区等の維持管理費の軽減のために充当されている。しかしながら、小水力発電事業元来の目的に立ち返れば、農業用ダムを用いた発電ポテンシャルが、農業水利施設の電力需要をどの程度満たすことができるのか検討することは有益である。

そこで、まず各種の統計資料から、東北地方6県の農業水利施設の電力総需要を試算する。吉田(2011)によれば、電力料金体系の一つである「農事用電力」とは、農業用の安い価格設定の電力であり、その需要はおおよそ灌漑排水施設のための電力需要を示している。ただし、統計区分上の問題により、2005年以降は中規模以上の灌漑排水用電力需要を「農事用電力」の区分で把握することができなくなっている。そこで、ここではまず2004年度『電力調査統計・用途別電灯電力需要実績』(資源エネルギー庁)より、東北電力管内の月別農事用電力需要データを収集する。ただし、東北電力管内には東北6県(青森、岩手、宮城、秋田、山形、福島)のほか新潟県が含まれ、また同統計は県別のデータを提供していない。そこで、以下の方法により、東北電力管内の農事用電力総需要量から県別の需要量を推計する。まず、灌漑排水施設以外の電力需要を含む統計データである『都道府県別エネルギー消費統計』(資源エネルギー庁)に基づき、東北6県・新潟県の「農林水産業」が消費する年間電力量を2004～2008年にわたって平均する。そして、「東北6県+新潟県」全体と各県の農林水産業電力需要量の比が、東北電力管内全体と各県の農事用電力需要量の比と同じであると仮定する。次に、その比を用いて『電力調査統計』における東北電力管内の農事用電力総需要量を、県別の年間・月別農事用電力需要量に按分する。

Fig.25に、上記の手続きを経て推計した東北6県の月別農事用電力需要量、およびFig.24の総出力を積算して求めた月別発生電力量を示す。農事用電力需要は、農業水利施設の多くが稼働する灌漑期に大きなピークが存



注) 農事用電力需要については、便宜上2005年1～3月のデータを2004年4月の前に表示した。

Fig.25 東北6県の月別農事用電力需要と発生電力量ポテンシャルの推計

Estimated monthly electricity demand for agriculture and electricity generation potential in the Tohoku region

在する。一方で、発電ポテンシャルは、2つのケースとも灌漑期の電力需要を満たしきれていないが、発電量最大ケースは、相対的に灌漑期の電力供給に貢献できるポテンシャルを有している。

Table 4に、東北6県の通年の電力需給バランスの試算を示す。これにより、年間の合計値で見ると、東北6県の農事用電力需要に対して、発電量最大ケースでは55%、コスト最小ケースでは34%程度の電力量を供給するポテンシャルがあると推計された。県別にみると、岩手県、福島県、山形県の順で供給/需要比が高い。岩手県の値が突出しているのは、有効落差が大きく出力の高いGダムの貢献が大きいと思われる。同様に、他県においても、ダム貯水位と放流管出口標高の差を大きく設定できる地点を見いだせれば、発電ポテンシャルの大幅な増加につながると思われる。

ちなみに、資源エネルギー庁『未利用落差発電包蔵水力調査』(新エネルギー財団, 2009)は、最大出力100kW以上が見込まれる、東北地方の「農業用水専用ダム」を利用した発電ポテンシャル(最大出力)は、約4.7万kW(うち既開発は約1.0万kW)であると報告した。これは、本研究の結果(Table 4)に比べるとやや少ない値である。その理由のひとつは、本研究では『農業用ダ

Table 4 東北各県の年間農事用電力需要と発生電力量ポテンシャルの推計
Estimated annual electricity demand for agriculture and electricity generation potential in each prefecture of the Tohoku region

	青森県	岩手県	宮城県	秋田県	山形県	福島県	東北全県	
最大出力 (kW)	8,849	47,764	9,315	1,734	8,842	13,916	90,420	
(うち既設分)	1,500	41,810	3,800	0	3,700	3,370	54,180	
年間可能発生電力量 (MWh/y)	発電量最大ケース	15,241	82,271	16,044	2,986	15,230	23,970	155,742
	コスト最小ケース	9,517	51,375	10,019	1,865	9,510	14,968	97,255
農事用電力需要 ¹⁾ (MWh/y)	52,563	59,358	43,576	36,230	35,982	54,754	282,464	
供給/需要比 (%)	発電量最大ケース	29.0	138.6	36.8	8.2	42.3	43.8	55.1
	コスト最小ケース	18.1	86.6	23.0	5.1	26.4	27.3	34.4

¹⁾ 資源エネルギー庁「電力調査統計」, 「都道府県別エネルギー消費統計」より推計

ム台帳』に記載されているダムは、多目的ダムを含め全て「農業用ダム」とみなし分析に含めたのに対して、『未利用落差発電包蔵水力調査』では、灌漑利用が目的のひとつである多目的ダムが含まれていないことではないかと考えられる。

V 結 言

本研究では、東北地方の大規模な農業用ダムにおける現地調査を通じて、発電施設が未設置のダムにおける発電ポテンシャルを評価するとともに、発電施設が付設されているダムの運用実績との比較を行った。さらに、それら結果を東北地方の他の農業用ダムへ適用することによって、東北地方全体の小水力発電ポテンシャルおよびその経時変化を試算した。主な結論は以下のとおりである。

- ① 貯水位・放流量の変動が大きい農業用ダムにおける小水力発電施設の発電コスト・ポテンシャルは、とりわけ基準水量（最大発電使用水量）の設定に大きく依存する。基準水量を最大取水量近くに設定する「発電量最大ケース」（年間可能発生電力量最大化ケース）では、灌漑期の発電ポテンシャルの大部分を利用できるが、非灌漑期は発電が停止する可能性が高くなる。他方で、基準水量（発電施設の規模）を小さくすることにより発電施設の建設費を抑制する「コスト最小ケース」（kWhあたり建設単価最小化ケース）では、年間を通じた発電出力パターンがおおむねフラットになり設備利用率が高まるが、灌漑期の取水量の大部分を発電に利用しないまま放流することになる。このように、発電量最大化とコスト最小化（ないし発電出力の平滑化）の間でトレードオフがあることが明らかとなった。しかしながら、3つの事例調査地区において、kWhあたり建設単価で経済性を評価した限りでは、両ケースとも採算性の目安とされる建設単価（250円/kWh）を下回っていた。
- ② 農業用ダムに付設された既存の小水力発電施設について調査した結果、発電事業が主目的のひとつであり通年で発電水利権を有している事例では、年間を通じて安定した出力が得られ、設備利用率が高かった。一方で、灌漑が主目的のダムにおいて主に灌漑用水に従属した発電を行っている事例では、設備利用率は比較的lowかったものの、灌漑期間中はなるべく最大発電使用水量付近で放流量を安定させることにより、設備利用率を高める水管理上の工夫がなされていた。また、基準水量は、どちらかという上記の「発電量最大ケース」に近い設定がなされていた。
- ③ 上記の検討結果を、最大出力でおおむね200kW

以上の発電規模が期待できる東北地方の農業用ダム44地区（うち発電所既設9地区）に適用し、その全発電ポテンシャルを概算した結果、東北6県の「農事用電力」の年間総需要量（およそ282,000MWh/y）に対して、発電量最大ケースでは55%、コスト最小ケースでは34%程度の電力量を供給するポテンシャルがあると推算された。

本研究で明らかとなった農業用ダムの発電ポテンシャルは、東北地方の全電力消費量と比べれば微々たる量かもしれない。ちなみに、2010年度現在東北電力が有する全発電設備の総出力は、1,721万kWである。しかし、農業水利施設の運転に要する電力は食料自給のために必須のエネルギーである。したがって、たとえ灌漑用需要を満たすだけの電力量であっても、それを、本研究で検討した農業用ダムにおける小水力発電を含め、農村地域に賦存し自給可能な再生可能エネルギーで極力まかなっていくという視点は今後ますます重要となると思われる。

本研究の研究対象とした東北地方では、気候や水文条件がおおよそ似通っており、また水田灌漑を主目的とする農業用ダムが大多数を占めるため、事例調査地区のダム放流などの変動パターンを他のダムへ適用するという単純化を行った。一方、今後他の地域において本研究の評価手法を適用する際には、まず地域内のダムの類型化（例えば水田／畑地灌漑ダムの仕分けなど）を行うべきかどうか検討することも必要となる。いずれにしても、対象となる全てのダムにおいて詳細な水管理データ等を収集することは、概して現実的ではない。そこで、本研究で行ったように、事例地区で詳細な検討を行ったうえで、その結果を、多少の精度の粗さを許容しつつ他の地区に適用していくというアプローチは必要となってくると思われる。以上の議論および本研究で用いた評価手順を踏まえて、本研究のようなポテンシャル調査を他地域で実施するにあたって、一般的に必要なと考えられる評価手順の概要を、Fig.26に示す。

農業用ダムを用いた小水力発電がもつ、一般の発電専用ダムにおける発電事業と異なる最大の特徴は、農業用ダムにおいては、灌漑用水供給という制約条件を抱えつつ、その目的と整合性をもったかたちで発電を行わなければならないことである。そのためには、本研究で明らかとなったトレードオフの関係をしっかりと認識したうえで、ダムをめぐる複数のステークホルダーが納得しうる発電施設の整備や水管理を行っていかなければならない。本研究は、そのような意思決定を支える評価手法を提示した。

さらに、広域発電ポテンシャルの推定にあたっては、上記のような農業用ダム固有の問題を十分に配慮した推定を行っていくことが肝要であろう。その意味で、本研究は、各ダムの出力・発電量の点推定のみを行った資源エネルギー庁『未利用落差発電包蔵水力調査』（新エ

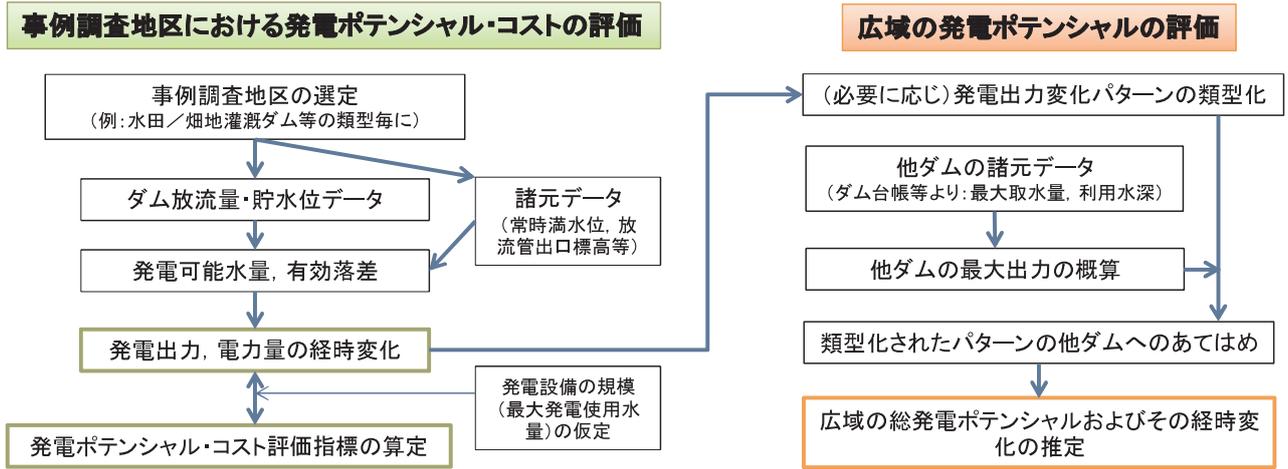


Fig.26 農業用ダムを用いた小水力発電ポテンシャル・コスト評価手順の概要

Outline procedures on estimating the potentials and costs of small hydropower generation using agricultural dams

エネルギー財団, 2009) に比べて, 事例地区の分析結果に基づき, 灌漑期・非灌漑期の違いなど発生電力量の経時変化を含めたより精緻な評価を行った。また, 環境省『再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査』(環境省, 2011) は, 農業用ダムの大多数を含む既設の小規模ダム等の存在を捨象した「仮想発電所」における発電ポテンシャルの集計にとどまっておき, 換言すれば, 灌漑利用など, 河川を利用する発電事業者以外のステークホルダーの事情を十分に考慮したポテンシャル評価となっていない。それに対し本研究は, 既設の農業用ダムに限った評価ではあるが, 時には相反する複数のダム利用目的を斟酌した評価を試みた。本研究が, 今後の農業用ダムにおける小水力発電事業の計画・設計に資するところがあれば幸いである。

参考文献

- 1) 後藤眞宏・中達雄・吉野秀雄 (1987) : 灌漑用貯水池を利用した水力発電量の算定方式, 農土試技報 177, 13-25
- 2) 後藤眞宏・中達雄・吉野秀雄 (1988) : 中小水力発電を行う農業用ダムにおける効率的なダム運用計画に関する考察, 農土試技報 180, 13-28
- 3) 後藤眞宏 (2010) : 小水力利用からみた今後の農村開発, 農村研究フォーラム 2010「農業・農村の持続性と再生可能エネルギーの利活用」講演要旨集, 農研機構農村工学研究所, 29-38
- 4) 後藤眞宏・上田達己・浪平篤・廣瀬裕一 (2012) : 土地改良施設を利用した小水力発電計画に関する一考察, 農工研技報, 212, 127-135
- 5) 環境省 (2011) : 平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書
- 6) 河川法研究会 (2010) : 『河川法第二章第三節第三款 (ダムに関する特則) 等の規程の運用について』別添第一, 平成 22 年度版河川六法, 大成出版社, 403
- 7) 農村振興局 (2005) : 農業用ダム台帳, 農村振興局整備部設計課
- 8) 新エネルギー財団 (2002) : 中小水力発電ガイドブック (新訂 5 版), 新エネルギー財団水力本部
- 9) 新エネルギー財団 (2009) : 平成 20 年度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
- 10) 小水力利用推進協議会 (2006) : 小水力エネルギー読本, オーム社
- 11) 山本徳司・吉野秀雄・岩崎和巳 (1984) : 汎用プログラムによる農業用水系の水力エネルギー賦存量把握, 農土試技報 162, 53-68
- 12) 吉田修一郎 (2011) : 低平地水田におけるかんがい排水用エネルギー投入の実態分析, 農業農村工学会論文集, 275, 41-49

Evaluation of Hydropower Generation Potential Using Agricultural Dams in Tohoku Region

UEDA Tatsuki, GOTO Masahiro, NAMIHIRA Atsushi and HIROSE Yuichi

Summary

This study aims to evaluate the electricity generation potential using discharges and water heads available at major agricultural (irrigation) dams in the Tohoku region, where the electricity supply has been tight as a result of major accidents at large-scale power stations caused by the East-Japan great earthquake in March 2011. Since the agricultural dams are designed primarily to supply irrigation water to paddy fields from late April to early September, the discharges tend to fluctuate throughout a year, with peaks in those months. For this reason, when hydropower generation is conducted using such dams, there would be a trade-off between maximizing electric energy generation (by installing a larger hydropower station) and minimizing construction costs per kWh (by installing a smaller station thereby smoothing out outputs across a year). Nevertheless, as a result of our case studies on three representative dams, the above “electric energy maximization case”, as well as the “cost minimization case”, is supposed to be at least profitable. We therefore apply these two cases to other dams in the region, and estimate that hydropower plants at the major agricultural dams in the region would collectively generate around 155,000 MWh/y (electric energy maximization case) or 97,000 MWh/y (cost minimization case), which roughly amounts to 55% or 34%, respectively, of the electricity demands for operating irrigation facilities (such as pumps) in the same region.

Keywords: small hydropower generation, agricultural dam, renewable energy, water management, cost analysis