

1. 経済性評価方法の概要

地点選定で導入の有望が認められた地点に関しては、さらに、導入の具体的検討を行うため、下図 5. 1-1 に示すような手順で、個別地点毎に最適発電規模の検討および概略設計を行い、概算工事費および運用に掛かる収支から経済性を評価して、事業化の可否を判断する。

以下に、発電した電力を系統連系して売電した場合の経済性評価の留意点を概説する。

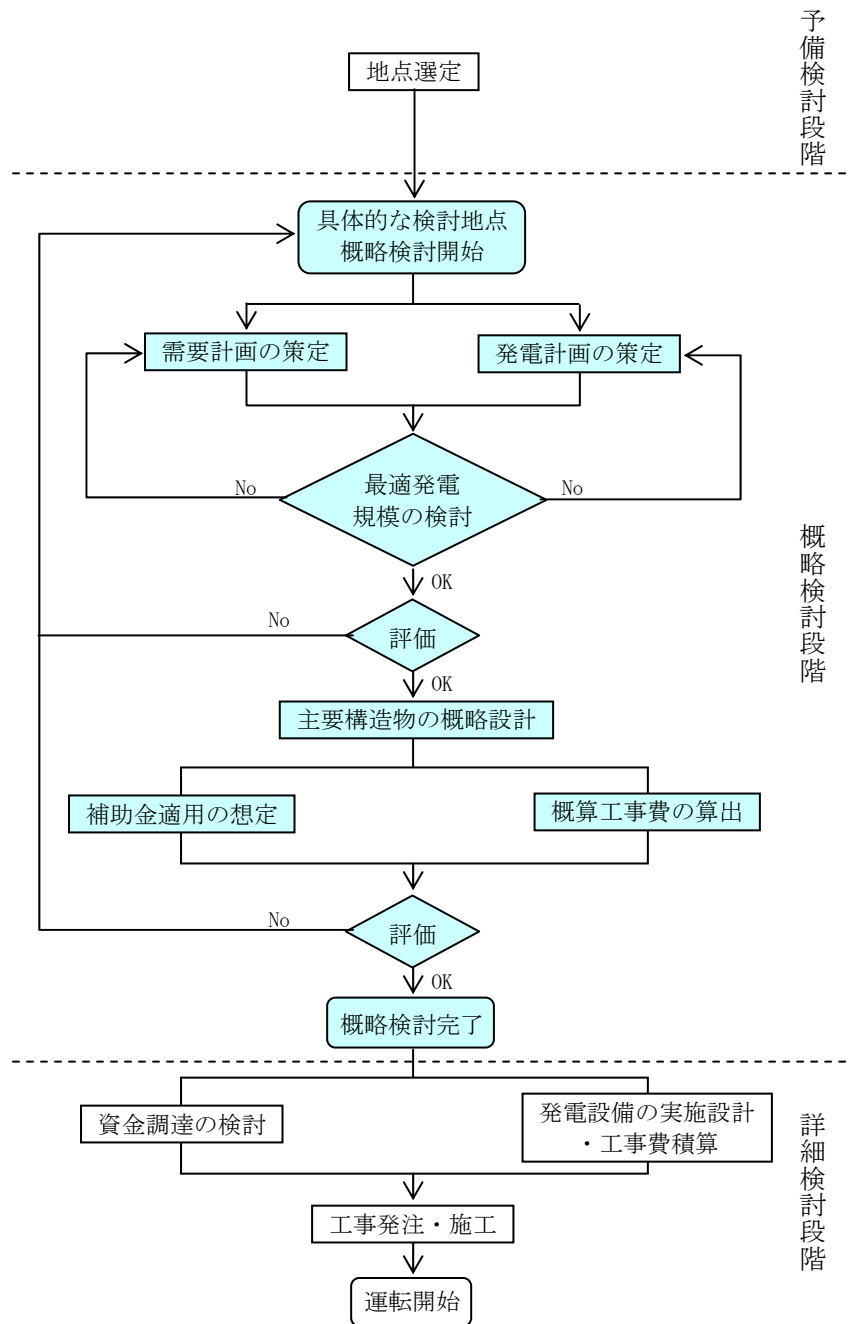


図 5. 1-1 経済性評価手順

(1) 発電計画と電力需要(消費)計画の策定

水力発電導入の有望地について、その経済性評価の条件を設定するため、発電規模、発電電力量、および発電した電力の需要について想定する必要がある。以下に発電計画と電力需要計画の策定について示す。

① 発電計画の策定(最大使用水量の設定)

最大使用水量は、発電所で使用する最大水量であり、需要と供給のバランス検討で行われる。河川においては、図 5.1-2 に示すように 2~3 ケースの最大使用水量を設定し、最も経済性のよい最大使用水量を決定する。

なお、河川利用取水の場合、取水地点下流で河川流量の減水区間が生じる場合は、河川環境保全の目的で減水区間に必要な河川維持流量を確保することが必要である。

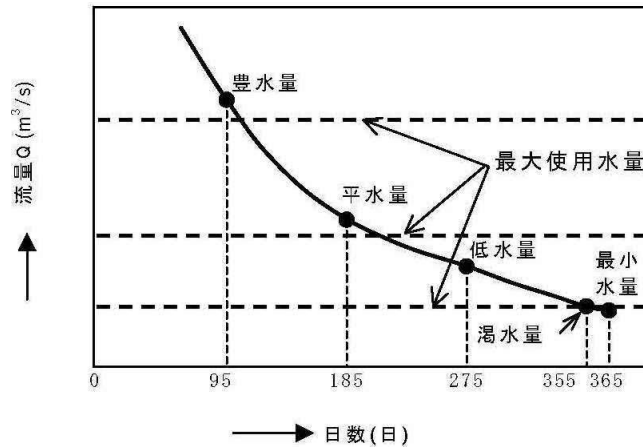


図 5.1-2 最大資料水量の設定

また、ダム、ため池、導送水管などの従来バルブ等で流量調節を行っていた設備に、代替して設置する水車によってエネルギーを回収する場合は、発電の取水量は、水需給から一義的に決められ、最大使用水量は、設備の最大流量となる。

② 電力需要(消費)計画の策定

最適発電規模の検討において、電力の利用形態(電灯、電熱、動力)、負荷変動、系統連系の有無などの需要条件も重要な要素となる。よって需要条件を十分把握することが必要である。

また、送電距離についても送電線設置費用の負担など、経済性に大きな影響を与えることから、費用を考慮しつつ、その距離を出来るだけ短く設定するよう検討する。

需要設備候補の選定後、需要施設の電力需要パターンを調査する。需要パターンは、年間および日間で変化するのが一般的であり、年間最大需要、最小需要等や月別の日需要パターンを把握しておくことが必要である。

(2) 最適発電規模の検討

① 需給バランス

従来、電力会社から買電していた電力に替わって、全部又は一部を自家用として需要を賄い、出来るだけ電気料金節約効果が大きくなるように発電規模の設定を行う。この場合の需給バランスは、図 5. 1-3 に示すように電力不足時に電力会社から買電で賄い、電力供給が需要を上回る時に余剰電力を電力会社へ売電する。

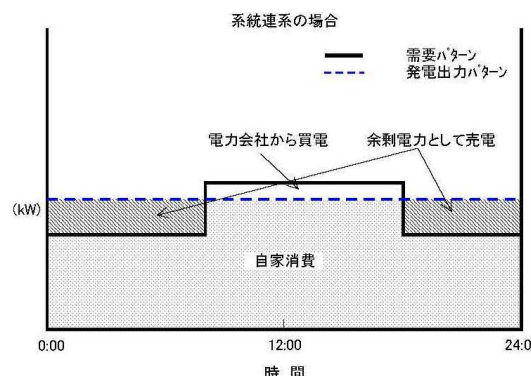


図 5. 1-3 需給バランス (系統連系の場合)

② 最適発電規模の検討

需給バランスの検討において、ある需要パターンに対する最適な発電規模を決定するために、発電原価を指標とした経済性評価を行う。具体的には、与えられた需要パターンに対して、数パターンの発電出力の発電設備を設置した場合の発電原価をそれぞれ計算し、その大小をもって発電規模の決定を行う。

発電原価は、建設および維持管理によって発生する発電施設の年間経費(資本費(減価償却費、借入金利息等)+直接費(人件費、修繕費、諸費用等))を発電所の年間可能発電電力量(1年間に発電できる電力量(kWh))から次式で表す。

$$\text{発電原価 (円/kWh)} = \frac{\text{年間経費}}{\text{年間可能発電電力量 (kWh)}}$$

系統に連系されている場合は、電力不足時は、電力会社から買電で賄うことから、図 5. 1-4 に示すように算出した発電原価が、まず、電力会社からの買電料金を下回ることが必要である。

さらに、水力発電の年間経費から余剰電力による電力会社への年間売電料金を差し引いた年間経費を年間の自家消費電力量で除し、補正発電原価を計算する。この補正発電原価の大小により、最適発電規模(最大使用水量)を決定する。

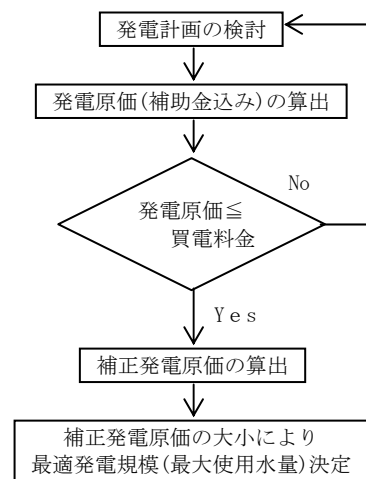


図 5. 1-4 最適発電規模検討の手順

$$\text{補正発電原価 (円/kWh)} = \frac{\text{発電年間経費} - \text{年間売電料金}}{\text{年間自家消費電力量}}$$

(3) 主要構造物の概略設計と概算工事費算出

表 5. 1-1 に水力発電の一般的な工事項目を示す。個々の発電計画においては、これらの項目から適宜、取捨選択により建設工事費を算定することから始まる。

水力発電の工事費は、土木・建築(建物関係)工事の費用を建設会社などへ発注、電気工事の費用はメーカーなどへ発注することが一般的であり、それぞれ必要条件をそろえて概算金額を得ることができる。その他に土地補償、調査、事務経費、人件費、利子などの費用を考慮する。

表 5. 1-1 水力発電の一般的な工事費内項目

	項目	名称	特記事項
(1)	土地補償費		水没家屋、田畑、山林、付替道路、鉄道、漁業、公共補償、無形固定資産等
(2)	建物関係		発電所本館建物と付属建物の工事費
(3)	土木関係		
	①水路	a. 取水ダム	
		b. 取水口	
		c. 沈砂池	
		d. 導水路	
		e. 水槽	
		f. 余水路	
		g. 水圧管路	
		h. 放水路	除塵機、スクリーン、ゲートなど
		i. 放水口	
		j. 雑工事	土捨場、水路に係る緑化工事など
	②貯水池 又は調整池		ダム本体、洪水吐、雑工事
	②機械装置	k. 発電所基礎	
		l. 諸装置	総合開発地点の土木工事のうち共同設備に要する費用も含める
(4)	電気関係		水車、発電機、主要変圧器、配電盤開閉装置、据付費など
(5)	仮設備		工事用道路・橋梁、仮建物、工事用電力、備品等
(6)	総経費		人件費、調査委託費、設備償却費、事務関係費など
(7)	建設中利子		建設工事期間中の工事資金に係る利子
(8)	分担関連費		事業者側の本・支店の関連事務経費

出典：マイクロ水力発電導入ガイドブック(新エネルギー・産業技術総合開発機構)、および中小水力発電ガイドブック(新訂5版)(新エネルギー財団)

(4) 事業化評価

水力発電導入の可否を決定するためには、種々の観点からの検討が必要であるが、投資回収年を確認することが一つの判断材料となる。投資回収年とは、収入として年間電気料金節約額、支出として発電所維持に伴う経費と考え、この年間収支累積額が、初期投資額(建設工事費)を始めて上回る年数とする。

系統連系の場合、発電電力を自家消費することにより買電していた電気料金を節約できるが、一方で維持管理費等の経費が生じるため、投資回収年を考える場合の電気料金節約額は、経費分を考慮した正味の電気料金節約額を用いる。下表 5. 1-2 は、その計算方法を示す。

表 5. 1-2 正味の電気料金節約額

項目	細目	概要
初期投資額	建設工事費	
収入	a. 自家消費電力料金	自家消費電力量(kWh) × 買電従量料金(円/kWh)
	b. 余剰電力売電料金	余剰電力量(kWh) × 電力取引料金(円/kWh)
	収入の計	a + b
支出	c. 人件費	発電所維持・管理のための委託人件費
	d. 借入金利息等	銀行からの借入返済、起債償還に対する利息
	e. 修繕費	発電所維持・管理のための費用
	f. 諸経費	水利使用料、固定資産税、消耗品・光熱費等、その他経費
	支出の計	c + d + e + f
収支	正味の電気料金節約額	収入 - 支出

出典:マイクロ水力発電導入ガイドブック

投資回収年は、

N 年間の収支累計 \geq 初期投資額(建設工事費)

となる N の値である。

事業化可能性の評価は、事業者が設定する回収年 N 年で収支類計が初期投資額(建設工事費)を上回ることが、一つの判断材料となる。

2. 経済性評価シミュレーション

2.1 経済性評価の条件設定

(1) モデルの設定

県内で水力発電事業を行う際の経済性評価を以下の通りシミュレーションする。実施にあたり、有効落差および流量が安定している導水管をモデルケースとして選定し経済性評価を実施した。表 5. 2-1 に選定した北谷浄水場に接続する導水管(着水井)の概要、さらに図 5. 2-1 に周辺概況、図 5. 2-2 に現況配置図を示す。

なお、以下に示す手法は簡易評価手法の一例であり、実際に小水力発電設備を導入する際の経済性検討においては、各事業者にて詳細評価・検討する必要がある。

表 5. 2-1 北谷浄水場に接続する導水管(着水井)概要

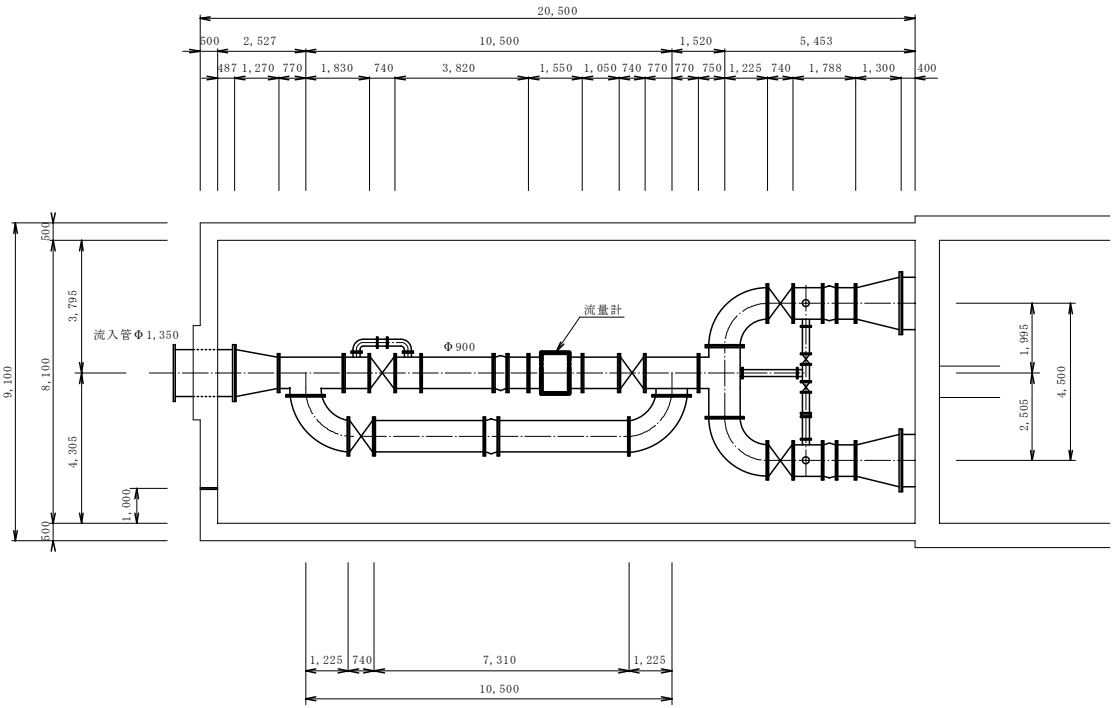
所在地	北谷町宮城 北谷浄水場内
管用途	導水管
主管部署	北谷浄水場
管口径	φ900



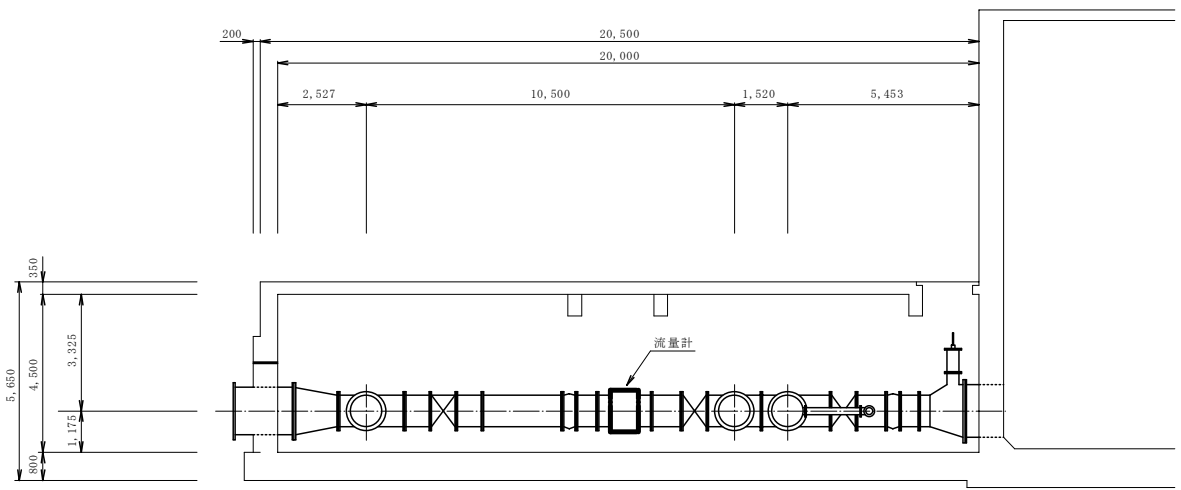
着水井内部状況

着水井内部状況

図 5. 2-1 北谷浄水場に接続する導水管(着水井)周辺概況



着水井平面図



着水井断面図

図 5.2-2 北谷浄水場に接続する導水管(着水井)現況配置図

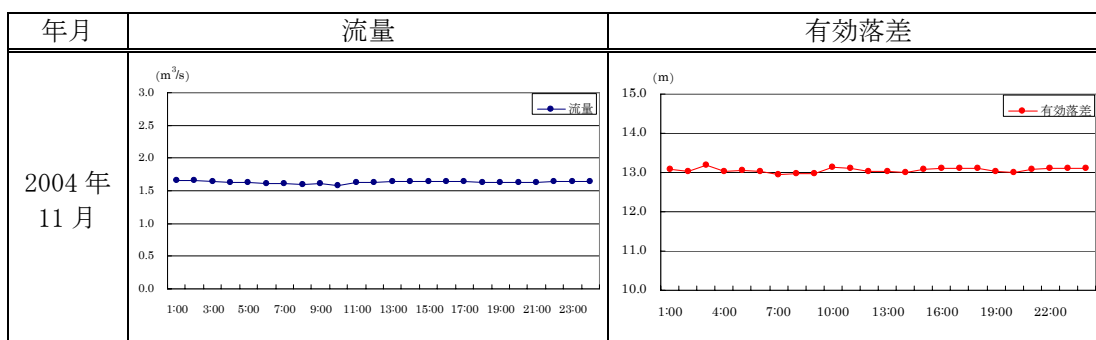
(2) 包蔵水力(流量、有効落差)の設定

北谷浄水場着水井における 2004 年 11 月の流量および有効落差の日間推移を図 5.2-3 に示す。シミュレーションにおいては、流量、落差の変動は無いものとして、表 5.2-2 に示すとおり、流量 1.7m³/s、有効落差 12.7m として設定する。

実際に小水力発電設備を導入する際の経済性検討においては、時間毎の流量、落差の変動を最低 1 年間程度確認する必要がある。

なお、通常、ダム・導送水管などは、管理者にて流量および落差(圧力)のデータを測定していることから、経済性の検討においては、測定データを参考にする。

※河川などデータがない地点においては、現場測定が必要になる。



※有効落差は、減圧エネルギーを換算したものである (1kg/cm² = 10m)

出典: 沖縄県企業局

図 5.2-3 流量および有効落差の日間推移(2004 年 11 月)

表 5.2-2 水車選定諸元(有効落差、流量)

有効落差(m)	流量(m ³ /s)
12.7	1.7

(3) 適用水車型式の選定

流量および落差の値を基に適用水車の型式を選定する。水車型式は図 5.2-4 の水車選定図からいくつかの水車型式の適用が可能である。今回は、図 5.2-5 に示す『横軸固定羽プロペラ水車(インライン型)』を選定する。

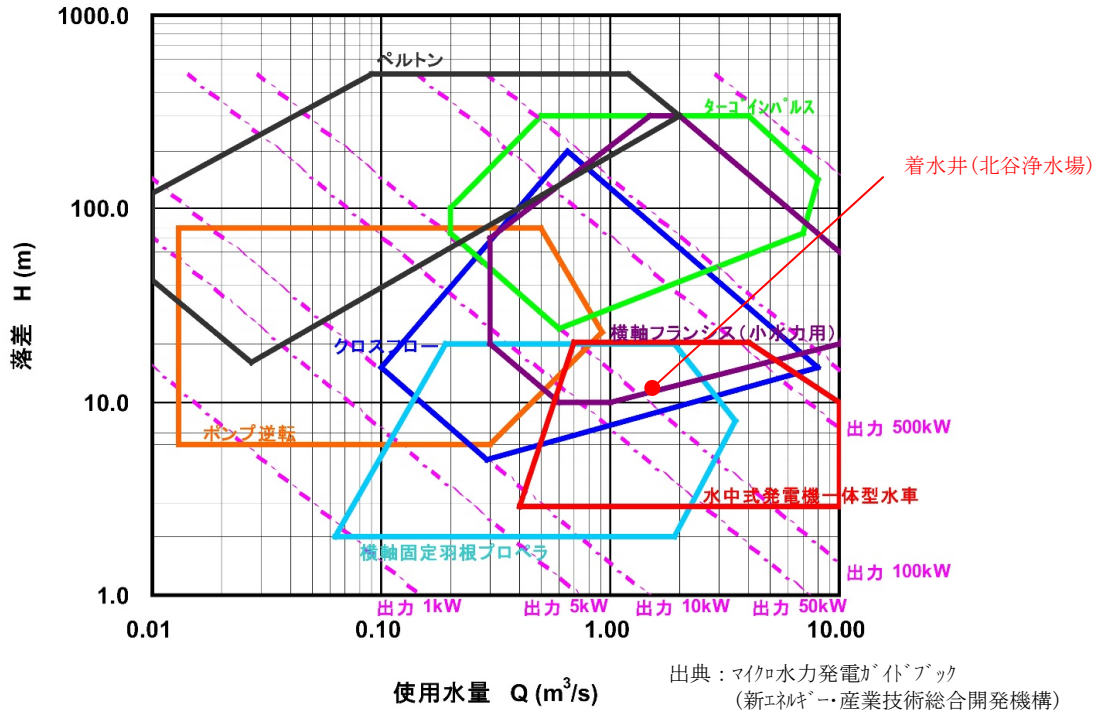


図 5.2-4 水車選定図


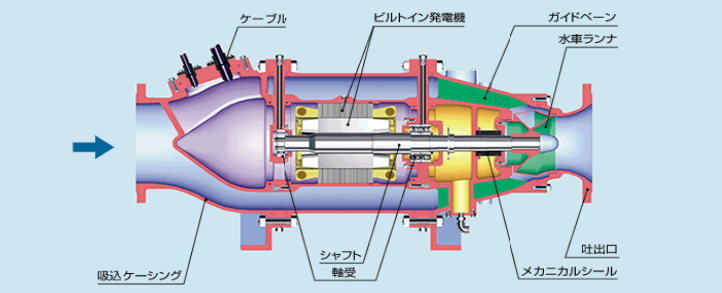
特 徴	
①省スペース：配管の途中に設置できるため、少ない設置スペースで据付可能。	
②メンテナンスの軽減：可動ガイドベーンなどの可動部を持たないため消耗品が少なく、メンテナンスが容易。	
③高効率・安定品質：高い運転効率を備えるほか、発電機内蔵型のため騒音を低減。	
水車外観・水車構造図	
	

図 5.2-5 インライン型水車概要

(4) 発電出力

流量、有効落差より発電出力条件を以下の通り設定する。

- ・年間を通して確保できる有効落差の設計条件は 12m とする。
- ・水車による流量制御は行わない為、最大流量の $1.7\text{ m}^3/\text{s}$ を設計条件とする。
- ・適用水車の水車特性曲線を図 5.2-6 に示す。流量の $1.7\text{ m}^3/\text{s}$ においては、効率 75% での運用が想定される。
- ・水車発電機の出力 P(kW) は、

$$P = 9.8 \times \rho \times Q \times H \times \eta = 149.9\text{ kW}$$

項目	備考	
P	発電機出力 (kW)	
ρ	流体密度 (kg/m^3)	1.0
Q	流量 (m^3/s)	$1.7\text{ m}^3/\text{s}$
H	有効落差 (m)	12m
η	水車発電機効率	水車特性曲線より 75%

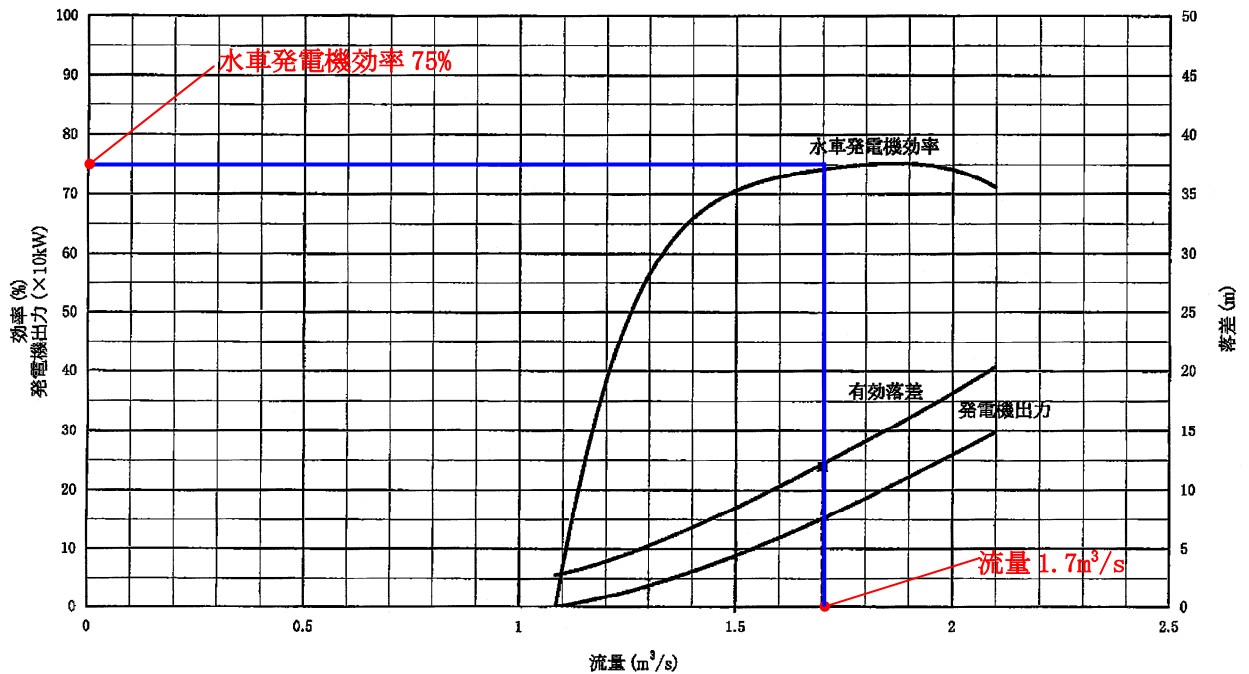


図 5.2-6 水車特性曲線(想定)

(5) 発電電力量の想定

1 年間の発電電力量は E(kWh) は、

$$E(\text{kWh}) = P \times \eta \times \text{暦日時間} = 149.9\text{ kW} \times 0.9 \times 8760 = 1,181,811.6\text{ kWh/年}$$

項目	備考	
E	発電電力量(kWh)	
P	発電機出力(kW)	149.9kW
η	設備利用率	仮定値 90%とする。
	暦日時間	暦日時間：8760h

よって年間の発電電力量は 1,182,600kWh となる。

(6) その他の条件

その他の条件として以下を考慮する。

① 発電電力は全て、電力会社へ売電

売電価格は、小水力発電設備を導入する事業者と電力会社との協議により決定されるが、本シミュレーションでは、設置する水力発電設備が RPS 法に係る設備認定を受け、『新エネルギー等に係る付加価値(環境価値)』と『電気そのものの価値』を合せて 11 円/kWh と仮定する。

② 補助制度(補助金)の活用については、「新エネルギー等事業者支援対策事業」の補助金(NEDO 技術開発機構交付 補助率：最大 1/3)のみ考慮する。

③ 設備の耐用年数は、20 年とする。

出典：減価償却資産の耐用年数等に関する省令
別表第二 機械及び装置の耐用年数表

④ 記載以外の収益、損益は考慮しない。

2.2 経済性評価

(1) 建設工事費

水力発電設備導入に係る建設工事費を表 5.2-3 に示すとおり設定する。建設工事費は、補助金の適用を受けたものとして 88,134 千円と想定する。

表 5.2-3 建設工事費(着水井(北谷浄水場))

No.	項 目	単 位	価 格 (千円)
1	調査・設計費 (建設費 (2~8) の 10%)	1 式	12,000
2	水車 (発電機含む)	1 式	24,650
3	付帯設備 (弁、配管等)	1 式	17,425
4	電気設備 (発電機盤、単独運転検出装置等)	1 式	28,475
5	据付工事	1 式	17,850
6	ピット増築費	1 式	9,700
7	監視システム	1 式	5,100
8	諸経費	1 式	17,000
合計(補助金なし)			132,200
(補助金適用)			88,134

(2) 保守・メンテナンスコスト

水力発電設備(耐用年数 22 年)の運用にて発生する保守点検・メンテナンス費用を表 5.2-4 に示すとおり仮定する。運用期間(22 年)における保守・メンテナンスコストは 26,020 千円と想定する。

表 5.2-4 保守点検・メンテナンス費用

点 検 項 目	内 容	価 格 (千円)
分解点検 (3 年毎整備)	部品交換 試運転・調整	2,316 千円×6 回 =13,896 千円
オーバーホール (10 年目整備)	部品交換 試運転・調整	4,428 千円×1 回 = 4,428 千円
単独運転検出装置 普通点検 (3 年)		1,030 千円×4 回 =4,120 千円
単独運転検出装置 精密点検 (6 年)		1,192 千円×3 回 =3,576 千円
合計		26,020 千円

(3) 建設工事費回収年数

経済性評価においては、売電による収入から建設工事費回収年数を算出して評価する。建設工事費回収年数算出条件は、表 5.2-5 に示す。

建設工事費回収年数算出条件の内容に基づいて算出した結果を表 5.2-6 に、さらに収支推移および建設工事費回収残高推移を図 5.2-7、図 5.2-8 に示す。

今回のシミュレーションにおいては、設置後の建設工事費回収に 19 年間に要する結果となった。

表 5.2-5 建設工事費回収年数算出条件

項目		算出条件
収入	①発電電力量	1,181,811.6 kWh/年
	②売電価格	11 円/kWh
	③売電収入	③=①+②=1,181,811.6 (kWh/年)×11(円/kWh) =13,000(千円/年)
支出	④減価償却費	定額法(償却率:0.045)、残存簿価1円とする
	⑤金利	簿価×3%
	⑥メンテナンス費	保守・メンテナンスコストを耐用年数(22年)にて按分
	⑦固定資産税	簿価×1.4%
	⑧人件費	初年度:建設費×0.17% 2年度以降:建設費×0.17%×(1+2%) ⁿ⁻¹ 物価上昇:2% n:経過年数
	⑨その他経費	初年度:建設費×0.31% 2年度以降:建設費×0.31%×(1+2%) ⁿ⁻¹ 物価上昇:2% n:経過年数
	⑩一般管理費	(③+④+⑤+⑥)×12%
	⑪事業税	(①+②+③+④+⑤+⑥+⑦)×1.523%

⑧～⑩の算出については、水力発電の経済性評価(日刊電気通信社)より引用

表 5.2-6 算出結果一覧

(単位:千円)

経過年数	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	⑩	⑪	支出	収入	利益	残高
1	4,006	2,524	1,183	1,178	150	273	334	86	9,733	13,000	3,267	84,867
2	4,006	2,404	1,183	1,122	153	279	328	83	9,557	13,000	3,443	81,425
3	4,006	2,283	1,183	1,066	156	284	323	81	9,381	13,000	3,619	77,806
4	4,006	2,163	1,183	1,010	159	290	317	78	9,205	13,000	3,794	74,012
5	4,006	2,043	1,183	953	162	296	311	75	9,030	13,000	3,970	70,042
6	4,006	1,923	1,183	897	165	302	306	73	8,855	13,000	4,145	65,896
7	4,006	1,803	1,183	841	169	308	300	70	8,679	13,000	4,321	61,576
8	4,006	1,683	1,183	785	172	314	294	67	8,504	13,000	4,495	57,080
9	4,006	1,562	1,183	729	176	320	289	65	8,330	13,000	4,670	52,410
10	4,006	1,442	1,183	673	179	327	283	62	8,155	13,000	4,845	47,565
11	4,006	1,322	1,183	617	183	333	278	60	7,981	13,000	5,019	42,546
12	4,006	1,202	1,183	561	186	340	272	57	7,807	13,000	5,193	37,353
13	4,006	1,082	1,183	505	190	347	267	54	7,633	13,000	5,367	31,986
14	4,006	961	1,183	449	194	353	261	52	7,459	13,000	5,540	26,446
15	4,006	841	1,183	393	198	361	256	49	7,286	13,000	5,714	20,732
16	4,006	721	1,183	337	202	368	251	47	7,113	13,000	5,887	14,845
17	4,006	601	1,183	280	206	375	245	44	6,940	13,000	6,060	8,785
18	4,006	481	1,183	224	210	383	240	41	6,768	13,000	6,232	2,553
19	4,006	361	1,183	168	214	390	235	39	6,595	13,000	6,405	0
20	4,006	240	1,183	112	218	398	229	36	6,423	13,000	6,577	
21	4,006	120	1,183	56	223	406	224	34	6,251	13,000	6,748	
22	4,006	0	1,183	0	227	414	219	31	6,080	13,000	6,920	

残高は、投資額(建設工事費)の残高

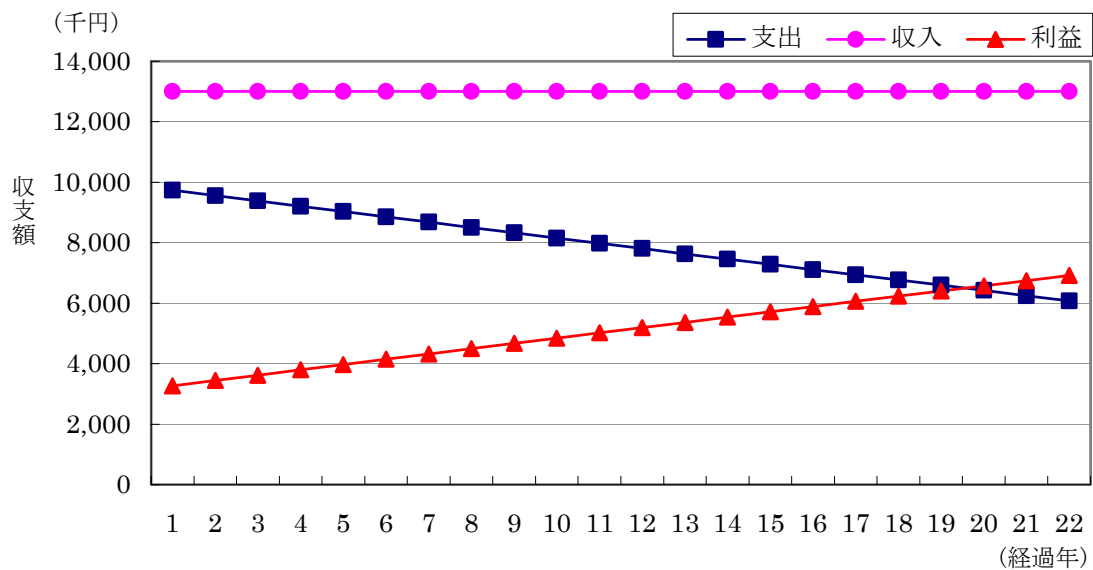


図 5.2-7 収支推移

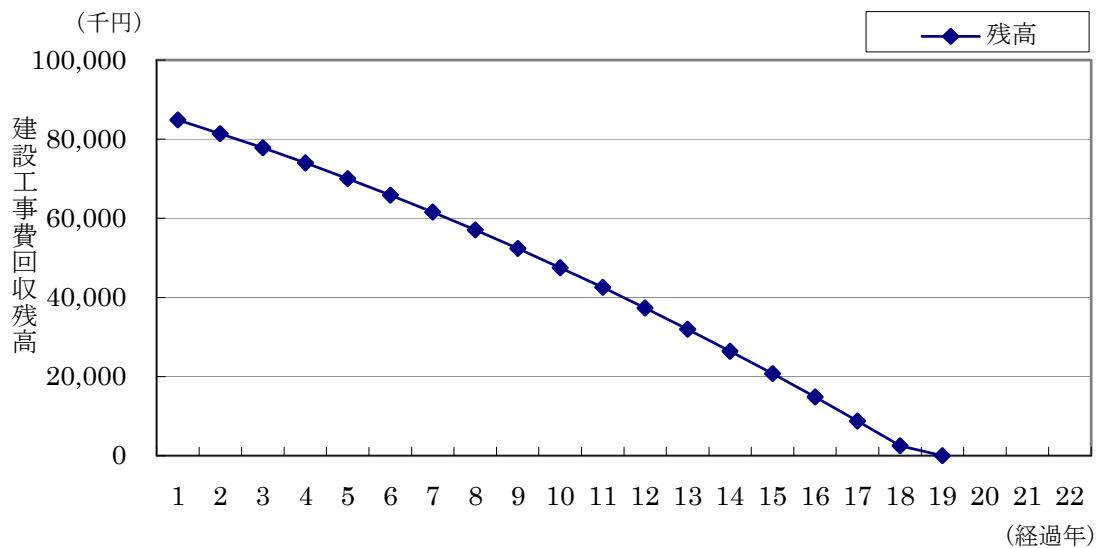


図 5.2-8 建設工事費回収残高推移

(4) 経済性評価、考察

今回のシミュレーションにおいては、補助金を最大限活用することで、設備の耐用年数期間内では、建設コスト回収可能であり、事業化の可能性が期待できる結果となった。

本シミュレーションは、条件(流量、有効落差、設備利用率等)を仮定して行ったが、実際、水力発電事業を計画する際は、これらの条件を整理すると共に、諸条件により経済性評価に係る検討項目、評価内容について詳細検討を進めていく必要がある。

3. 小水力発電事業の採算性分析

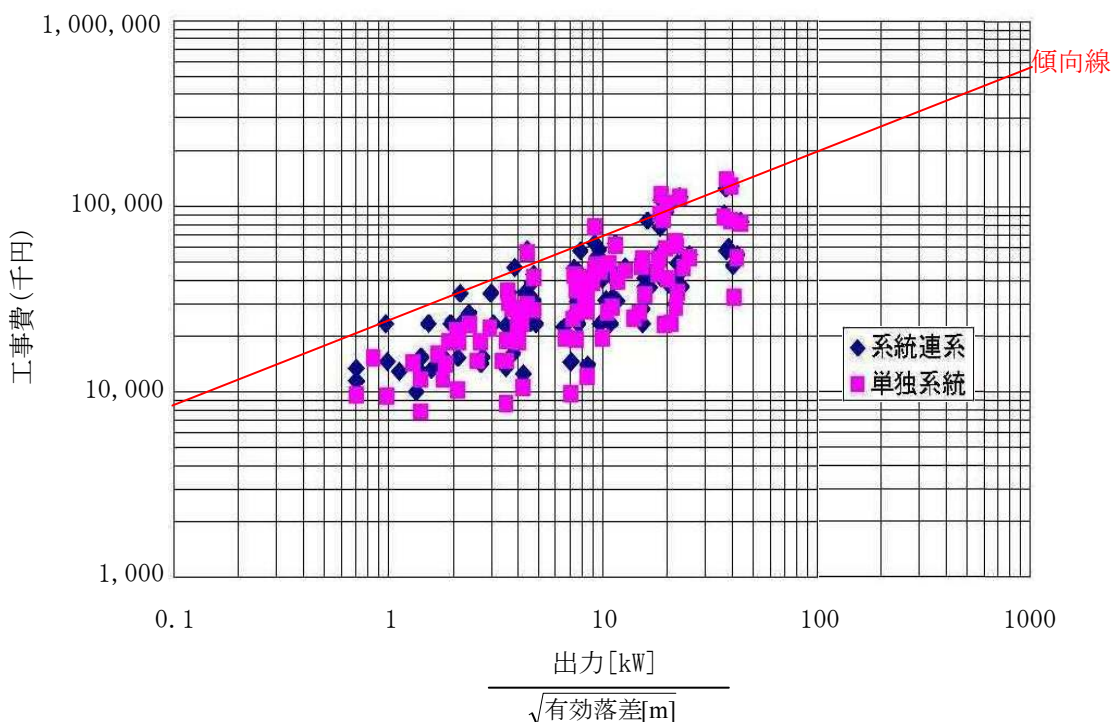
事業化の可能性は、『第5章 1. (4) 事業化評価』において記載したとおり、初期投資額(建設工事費)に対して、事業者が設定する回収年数で収支計算を行い、経済性が大きい場合は事業化するか否かにおける一つの判断材料となる。

事業化の可能性を判断するにあたっては、回収年数までの発電電力量(kWh)と投資額(円)から発電原価(円/kWh)を算出し、算出した発電原価と電力会社への売電単価(円/kWh)および電力会社からの買電単価(円/kWh)を比較することで、簡易的に事業化が可能か否かの判断が可能である。

水力発電の建設工事費の内訳は、土木工事、建築工事、電気設備工事、その他経費に分かれており、費用については、各々の設置場所における地理的条件、運用方法の条件で異なることから一般的な初期投資額を算出することが難しく、経済性を判断するのは簡単ではない。

ただし、ダム・ため池・導送水管を利用した水力発電の場合は、河川と比較して土木建築工事がほとんど無いものとして、設備工事のみとみなし、その費用と発電出力との関係を図5.3-1に示す。また、電気設備工事費、発電出力、有効落差、設備稼働時間および稼働率の関係から、発電原価の算出方法を表5.3-1に示すと共に計算例についても記載した。

なお、図5.3-1の電気設備工事費は、国内メーカ10社から電気工事費(水車・発電機・配電盤・制御盤および据付費など)について聞き取り調査した結果であり、図から水車・発電機の効率の違い等により工事費のバラツキが大きいことが確認できる。また、水車導入地点の地形、水の運用、売電する場合については連系点によっても工事費が増減することに留意が必要である。



出典：マイクロ水力発電導入ガイドブック(引用)

図 5.3-1 電気設備工事費

表 5.3-1 発電原価算出方法

項目	算出方法	備考	
支出	初期投資額(a)	(a)=図 5.3-1 より読取	
	補助金(b)	(b)=(a)×補助率(建設費の 1/3)	(※1)
	運用経費(c)	(c)=(a)×8%×回収目標年数	年間運用経費は、 建設工事費の 8% ～12%程度(※2)
	支出総額(d)	(d)=(a)-(b) + (c)	
発電量	発電電力量[kWh](e)	(e) = 年間発電電力量×回収年 = 出力(kW)×8760(h/年)×稼働率×回収年	
発電原価	発電原価[円/kWh](f)	(f) = (d) ÷ (e)	

※1：新エネルギー等事業者支援対策事業(出力 1,000kW 以下の水力発電)の補助率適用

※2：出典：中小水力発電ガイドブック(新訂 5 版)新エネルギー財団

表 5.3-1 を基に算出した発電原価[円/kWh]と、売電および自家消費する場合の単価を比較することで、表 5.3-2 を基に事業化可能性を判断する。

表 5.3-2 事業化可能性判断基準

運用条件	事業化可能性判断基準
売電の場合	<p>電力会社との交渉により決定した売電単価が、算出した発電原価より高額であれば「事業化の可能性あり」と判断する。</p> <p>発電原価 ≤ 売電単価 ⇒ 事業化可能性あり 発電原価 > 売電単価 ⇒ 事業化可能性なし</p> <p>《参考》 水力発電の取引価格は、新エネルギー等電気等に係る取引価格調査結果(平成 19 年 7 月 31 日 資源エネルギー庁)より以下のとおりである。 最高価格：13.0 円/kWh 最低価格：4.5 円/kWh 平均価格：9.2 円/kWh</p>
自家消費の場合	<p>自家消費の場合は、買電単価が、算出した発電原価より高額であれば「事業化の可能性あり」と判断する。(ただし、水力発電設備が電力需要設備(自家消費)の近傍であることが条件である)</p> <p>発電原価 ≤ 買電単価(電力量料金分) ⇒ 事業化可能性あり 発電原価 > 買電単価(電力量料金分) ⇒ 事業化可能性なし</p> <p>《参考》 買電する際の料金設定は、電力会社の電気供給約款において、契約種別、契約電力の規模(kW)、使用電力量(kWh)などの条件をもとに設定されることから、電力会社へ確認する必要がある。 沖縄電力(株)の電気供給約款における「季節別時間帯別電力A」での契約を条件とした場合、電力量料金(円/kWh)は、 季節別時間帯別電力A(ピーク時間)：15.96 円/kWh</p>

(1) 事業化可能性

第2章で、包蔵水力を調査した各地点について、回収年を22年(法定耐用年数)とした場合の事業化の可能性について、以下の条件を適用して発電原価を試算し、水力発電の事業可能性について評価した。

なお、評価はダム、ため池、導送水管について実施した。県内の河川は、第2章において、開発可能性が無いことから除外した。

< 発電原価算出条件 >

- ①初期投資額(建設工事費)は、図5.3-1 電気設備工事費に示す系統連系の最大値を結んだ傾向線上の値を適用した。
- ②発電出力[kW]は、現時点で設定できないため、包蔵水力[kW]を設定した。
- ③補助金の算出は、新エネルギー等事業者支援対策事業(出力1,000kW以下の水力発電)の補助率(建設費の1/3)を適用した。
- ④ダムにおける包蔵水力1,000kW以上の地点については、1,000kW以下の水力発電を複数設置にて対応できるものと仮定して、補助率等を全て統一した条件とした。
- ⑤運用経費は、年間運用経費を建設工事費の8%として、回収年を乗じて算出した。
- ⑥発電電力量[kWh] = 包蔵水力量[kWh/年] × 法定耐用年数[22年]とした。

< 事業化可能性 >

- ①事業化可能性について、表5.3-2の判断基準に基き、事業化可能性ありの場合は“●”、事業化可能性が無い場合は“×”で評価した。
- ②売電、自家消費にて、算出した発電原価と比較する売電単価および買電単価の設定は以下のとおりとした。
 - ・売電の場合は、発電電力を全て売電し、その売電単価は、新エネルギー等電気等に係る取引価格調査の平均価格(9.2円/kWh)で電力会社と売電契約したものと設定した。
 - ・自家消費の場合は、発電電力を全て自家消費できるものとし、その買電単価は、沖縄電力(株)の「季節別時間帯別電力A」で電力契約したものとして、ピーク時間帯の電力量料金(15.96円/kWh)を設定した。

以上の条件を適用して算出した各地点毎の発電原価と水力発電事業化の可能性について、表5.3-3、表5.3-4、表5.3-5に示す。事業化の可能性のある箇所は、以下のとおりである。

- ・売電の場合は、ダム4ヶ所(福地ダムは既に水力発電を設置済)、導送水管で4ヶ所は事業化の可能性はある。
- ・自家消費の場合は、ダム11ヶ所(福地ダムは既に水力発電を設置済)、導送水管で5ヶ所は事業化の可能性はある。

表 5.3-3 事業化可能性(ダム)

No	ダム名称	発電原価 [円/kWh]	事業化可能性 ●:あり、×:なし		所在地
			売電	自家消費	
1	安波ダム	3.6	●	●	国頭村字安波小字川瀬原地先
2	奥間ダム	9.6	×	●	国頭村字奥間地先
3	普久川ダム	10.6	×	●	国頭村字安波小字原道原地先
4	辺野喜ダム	10.9	×	●	国頭村字辺野喜大川山
5	大保ダム	5.4	●	●	大宜味村字田港地先
6	新川ダム	12.0	×	●	東村字高江原地先
7	福地ダム	3.0	●	●	東村字川田 1105-108
8	久志大川ダム	41.9	×	×	名護市字久志大川地内
9	羽地ダム	7.3	●	●	名護市羽地字川上
10	辺野古ダム	50.0	×	×	名護市字辺野古
11	真喜屋ダム	20.8	×	×	名護市字真喜屋
12	恩納ダム	43.8	×	×	恩納村大字恩納小字目座
13	クガチャダム	75.7	×	×	恩納村字安富祖 ^カ チ原
14	当袋川ダム	52.8	×	×	恩納村大字恩納
15	濁原ダム	45.1	×	×	宜野座村字松田濁原地先
16	漢那ダム	12.0	×	●	宜野座村字漢那
17	宜野座大川ダム	61.9	×	×	宜野座村字宜野座前山原
18	億首ダム	9.5	×	●	金武町字金武
19	屋嘉ダム	88.6	×	×	金武町字屋嘉 2018
20	喜瀬武原ダム	99.0	×	×	金武町喜瀬武原
21	倉敷ダム	21.6	×	×	うるま市石川字楚南
22	山城ダム	29.5	×	×	うるま市石川字山城
23	長浜ダム	15.4	×	●	読谷村長浜
24	金城ダム	54.8	×	×	那覇市首里金城町
25	石垣ダム	52.6	×	×	石垣市字登野城
26	大浦ダム	28.0	×	×	石垣市伊原間
27	底原ダム	20.2	×	×	石垣市字宮良底原 2186
28	名蔵ダム	18.5	×	×	石垣市字登野城
29	真栄里ダム	21.3	×	×	石垣市字大浜武那田原 2476
30	儀間ダム	48.8	×	×	久米島町儀間地先
31	タイ原ダム	52.0	×	×	久米島町比嘉地先
32	座間味ダム	154.7	×	×	座間味村
33	我喜屋ダム	78.6	×	×	伊平屋村字我喜屋

※地点の詳細は、第2章2.2を参照

表 5.3-4 事業化可能性(ため池)

No	ため池名称	発電原価 [円/kWh]	事業化可能性 ●:あり、×:なし		所在地
			売電	自家消費	
1	辺戸上原	62.8	×	×	国頭村
2	安部	172.9	×	×	名護市
3	内原	225.2	×	×	名護市
4	新波	211.2	×	×	名護市
5	為又	208.2	×	×	名護市
6	辺名地	132.1	×	×	本部町
7	鍋川ダム	50.7	×	×	宜野座村
8	宜野座	80.0	×	×	宜野座村
9	石川	49.6	×	×	うるま市
10	中城	79.3	×	×	北中城村
11	南風原	118.2	×	×	南風原町
12	仲程	199.7	×	×	南城市
13	大城	127.0	×	×	南城市
14	フサキナ	208.7	×	×	久米島町
15	山城	130.1	×	×	久米島町
16	銭田	304.1	×	×	久米島町
17	上江洲	185.3	×	×	久米島町
18	白瀬2号	57.7	×	×	久米島町
19	白瀬1号	47.1	×	×	久米島町
20	仲泊	328.2	×	×	久米島町
21	門原	295.8	×	×	伊平屋村
22	谷川	228.7	×	×	伊平屋村
23	マンチャ	1,029.6	×	×	伊平屋村
24	前原	174.9	×	×	伊平屋村
25	イリシナ	181.6	×	×	伊平屋村
26	サトモ	582.0	×	×	伊是名村
27	3号(ハヤマ)	772.1	×	×	伊是名村
28	2号(天城)	294.1	×	×	伊是名村
29	ウクマシ	366.7	×	×	伊是名村
30	4号(通水)	514.6	×	×	伊是名村
31	竹原	872.0	×	×	伊是名村
32	川端	240.1	×	×	伊是名村
33	山田	178.6	×	×	伊是名村

※地点の詳細は、第2章2.2を参照

表 5.3-5 事業化可能性(導送水管)

No	水路名称	発電原価 [円/kWh]	事業化可能性 ●:あり、×:なし		所在地
			売電	自家消費	
1	名護浄水場～恩納送水管	17.7	×	×	名護市大北地内
2	着水井～沈殿池(1系)	50.5	×	×	名護市字久志地内(浄水場内)
3	着水井～沈殿池(2系)	50.5	×	×	名護市字久志地内(浄水場内)
4	沈殿池～浄水池	31.5	×	×	名護市字久志地内(浄水場内)
5	送水流量計室	17.6	×	×	名護市字久志地内(浄水場内)
6	石嶺～安謝送水管	17.1	×	×	浦添市沢岨地内
7	前田～上間送水管(調整池)	9.2	●	●	上間調整池地内
8	前田～上間送水管(上識名)	9.2	●	●	那覇市上識名地内
9	久志系流水管	22.7	×	×	石川市字石川地内(2系流入弁室)
10	伊波～嘉手納導水管	9.2	●	●	読谷村大湾地内
11	着水井	9.2	●	●	北谷町宮城地内
12	井戸郡減圧弁室流調弁	16.1	×	×	北谷町宮城地内
13	倉敷注水施設	26.8	×	×	石川市楚南地内
14	嘉手納合流弁室(喜名系)	12.7	×	●	嘉手納町水釜地内
15	嘉手納合流弁室(瑞慶山系)	16.3	×	×	嘉手納町水釜地内
16	瑞慶山接合弁	37.6	×	×	沖縄市知花地内

※地点の詳細は、第2章2.2を参照

(2) 発電原価計算例

北谷浄水場をモデルケースとして、回収年を22年(法定耐用年数)とした場合の発電原価計算例を示す。

条件：①発電出力：149.9kW

②有効落差：12m

③設備稼働時間：8760[h/年]×0.9(設備稼働率)×22年=173,448[h/年]

以上の条件より表5.3-6に示すとおり、初期投資額(建設工事費)を回収できる発電原価を算出した。

表 5.3-6 発電原価算出

項目	算出方法	算出額
(支出)		
初期投資額(a)	(a) = 図 5.1-1 より読取 = 130,000 [千円]	130,000 [千円]
補助金(b)	(b) = (a) × 補助率(建設費の1/3) = 130,000 [千円] × 1/3 = 43,333 [千円]	43,333 [千円]
運用経費(c)	(c) = (a) × 8% × 回収目標年数 = 130,000 [千円] × 8% × 22年	228,800 [千円]
支出総額(d)	(d) = (a) - (b) + (c) = 130,000 - 43,333 + 228,800 = 315,467 [千円]	315,467 [千円]
(発電量)		
発電電力量[kWh](e)	(e) = 出力[kW] × 回収年までの設備稼働時間(h) = 149.9[kW] × 173,448[h/年] = 25,999,855 [kWh]	
(建設工事費を回収できる発電原価)		
発電原価[kW](f)	(f) = (d) ÷ (e) = 315,467,000 [円] ÷ 25,999,855 [kWh] = 12.1 [円/kWh]	12.1 [円/kWh]

表 5.3-6 の算出結果から、運用経費を含めた初期投資額を回収できる発電原価は 12.1 円/kWh である。事業化評価の際、売電する場合は、表 5.3-2 の判断基準に基づいて、発電原価が、電力会社との交渉により決定した売電単価以下であれば、事業化の可能性はある。