

第6章

水力発電導入にあたっての促進策と留意点

第6章 水力発電導入にあたっての促進策と留意点

本章では本データベースにより抽出した個別小水力案件のフィージビリティ調査 (F/S : Feasibility Study) 実施段階以降に留意すべき点について取りまとめた。

6.1 フィリピンにおける小水力プロジェクトの現状

水力発電は同国の再生可能エネルギー (RE : Renewable Energy) の中で、設備容量が最大で (表 6.1-1) あり、今後もその増加が期待されるが、小水力発電開発操業契約 (MHPDOC : Mini-Hydro Electric Power Development Operating Contract) まで進んでいるものは6プロジェクトのみである (表 6.1-2)。
このうち、再生可能エネルギー法 (RA No. 9513) によるものは Villasiga MHP のみで、他は旧法 1991 年小水力発電開発法 (RA No. 7156) によるものである。

表 6.1-1 再生可能エネルギーの設備容量 (MW)

再生可能エネルギー	設備容量
水 力	3,367.07
地 熱	2,027.06
風 力	33.50
バイオマス	20.93
太 陽 光	5.16
計	5,453.72

出典 : DOE

表 6.1-2 小水力プロジェクトの現状

プロジェクト	提案者	設備容量 (MW)	場 所	事業化契約根拠法
Solong River MHP	Sunwest Water & Electric Co., Inc.	2.3	Brgy, Solong, San Miguel, Catanduanes	RA No. 7156
Hitoma 1 MHP		1.5	Brgy, Obi, Caramoran, Catanduanes	
Hitoma 2 MHP		1.57		
Villasiga MHP		8.0	Bugasong, Antique	RA No. 9513
Sipangpang Falls MHP	LGU of Cantilan	1.0	Cantilan, Surigao del Sur	RA No. 7156
Panoon Falls MHP	GerPhil Renewable Energy, Inc.	0.11	Impasugong, Bukidnon	

注 : RA No. 7156 : An Act granting incentives to mini-hydro electric power developers and for other purposes (1991)
 RA No. 7156 From those (incentive policy for mini-hydropower) was applied, following 4 projects were changed to RA No. 9513. (小水力発電の優遇制度) 適用のプロジェクトから以下の4つのプロジェクトが RA No. 9513 に変更した。Solong River MHP, Hitoma1, Hitoma2, Villasiga HEPs
 RA No. 9513 : An Act promoting the development, utilization and commercialization of Renewable Energy, Resources and for other purposes (2008)

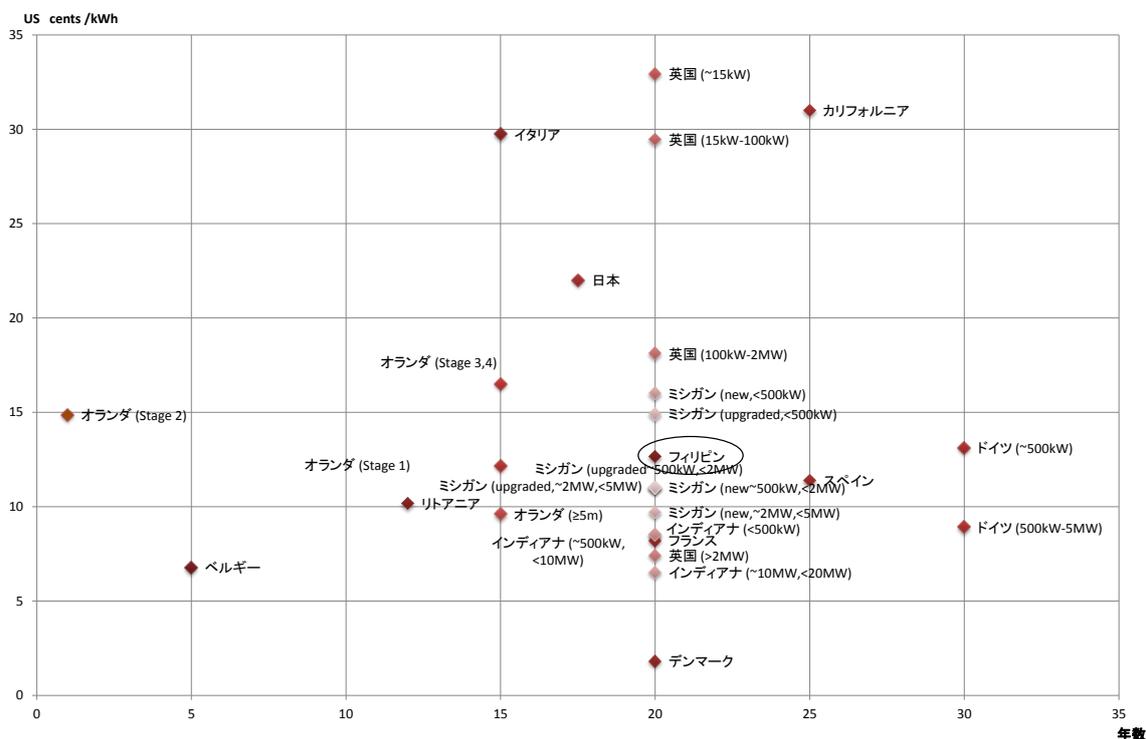
出典 : DOE資料より作成

6.2 再生可能エネルギー法の小水力発電プロジェクトの採算性に与えるインパクト

再生可能エネルギー法（RA No.9513）小水力発電の採算に与えるインパクトは大きく分けて固定価格買取制度（FIT：Feed-in-Tariff）によるものと財政的インセンティブによるものの 2 つがある。

(1) 固定価格買取制度（FIT：Feed-in-tariff）

- FIT は小水力発電からの送電システムへの優先接続をさせるもので、電源ごとに決まった固定価格で買い上げるものである。
- 国家再生可能エネルギー局（NREB：National Renewable Energy Board）では小水力発電（流れ込み式タイプ）で 20 年間で 5.5 PhP/kWh での買い取りが想定されており（2012 年 1 月時点）、導入後 3 年間で 250 MW の達成を目標としている。
- フィリピン国の FIT の条件は図 6.2-1 にあるように、買い取り価格、期間ともに国際的に平均的な水準に設定されている。



注：日本は2011年11月現在、詳細条件は固まっていない。

出典：Institute for Applied Ecology（2011）“Integration of electricity from renewable to the electricity grid and to the electricity market RES Integration”の各国資料により作成

図 6.2-1 小水力発電のための FIT 購入価格

フィリピン国においては FIT と同時に再生可能エネルギー資産基準（RPS：Renewable Energy Portfolio）も導入されている。2011年3月8日に発行された RPS のルール（ドラフト第2版）によると、「電力需要のうち毎年1%ずつ、今後10年にわたって RE を増やしていくものとしている（第3章及び第7章）。その条件として年間の増加は設備容量と対応していなければならない。さらにすべての RPS への対応を義務付けられた電力産業関係者はそのエネルギーポートフォリオの中で、毎年1%もしくは DOE の定めた率で RE を増やしていかなければならない。」と規定されている。

(2) 財政インセンティブ

RA No.9513 の財政インセンティブを表 6.2-1 に示す。

表 6.2-1 再生エネルギー法における投資インセンティブ

財政インセンティブ	内 容
1) 法人税免除 (Income Tax Holiday)	操業開始から7年間の法人税が免除される。
2) 純損失繰り延べ (Net Operating Loss Carryover)	操業開始より3年間の純損失は、次の連続7年の総収益から控除される。(事業開始4年目から控除される)
3) 国内調達機器・サービスへの 税額控除 (Tax credit)	
4) 法人税 (Corporate Tax)	7年間の法人税免除のあと、すべての再生可能エネルギー事業者は純課税所得に対して10%の法人税を支払う。
5) 機器・設備への特別動産税 (Special Realty Tax)	取得価格の1.5%以下—累積正常減価償却費 (=純正味価値)

出典：BOI (Board of Investments)

投資インセンティブには、投資委員会 (BOI：Board of Investments) 単独で決められるものと他官庁との調整を必要とするものの2つがある。(表 6.2-2)

表 6.2-2 各種インセンティブ別の認可官庁

		認可官庁
RA No.9513 (2008年再生可能エネルギー法)	1) 法人税免除 2) 再生可能エネルギーに係る機器・設備・原料（これには通信機器を含む） 3) 炭素クレジット（Carbon credit）に係る税金免税	BOIのみが認可権を有する。
	1) 機器・設備への特別動産税 2) 純損失繰り延べ（NOLCO: Net Operating Loss Carry Over） 3) 加速度償却 4) 付加価値税免除 5) ミッションナリー地域で活動する再生可能エネルギー事業者へのキャッシュ・インセンティブ 6) 国内調達機器・サービスへの税額控除	BOI とその他の省庁で調整の必要がある項目 例1) 機材・設備への特別動産税は地方自治体（LGUs: Local Government Units）と調整の必要がある。 例2) NOLCO は国税庁（BIR: Bureau of Internal Revenue）と調整の必要がある。

注1 : BOIがインセンティブを提供できるのは登録企業（registered company）だけである

注2 : BOIのインセンティブとして炭素クレジット税に対して税金はかからないが、現時点でのBOIへの申請はない

表 6.2-3 は再生可能エネルギー法（RA No.9513）と 1987年のオムニバス投資コード（The Omnibus Investments Code of 1987）（EO226）の条件を比較したものである。

法人所得税免除についてはフィリピン資本 60%以上であれば再生可能エネルギー法（RA No.9513）が適用され、業務開始より7年間は無税となる。

表 6.2-3 再生可能エネルギー法と EO226

関連法	RA No.9513	EO226 (IPP)
資本比較	フィリピン人の資本が 60%以上	100%外資も可能
メリット	<ul style="list-style-type: none"> ・ 操業開始から法人税免除7年 ・ 再生可能エネルギーに係わる機器・設備・原料（これには通信機器なども含まれる）の税金免除 ・ 炭素クレジットに対する税金免除 	<ul style="list-style-type: none"> ・ パイオニアステイタス企業は6年の法人税免除 ・ これに加えて、企業の社会的責任（CSR: Corporate Social Responsibility）が認められれば、さらに2年間延期される ・ 再生可能エネルギーにかかわる機器・設備・原料（これには通信機器など）の関税免除 ・ 炭素クレジットに対する免除

注 : RA : Republic Act

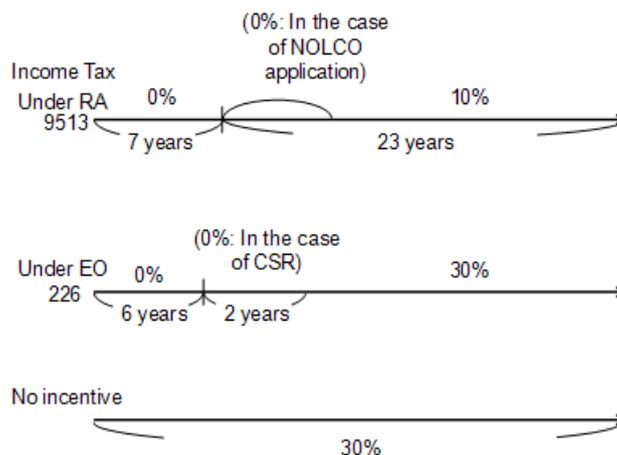
EO : Executive Order

IPP : Investment Priorities Plan

出典 : BOI

再生可能エネルギー法（RA No.9513）の成立に伴い、小水力へのインセンティブ法（RA No.7156: An Act Granting Incentives to Mini-Hydroelectricpower Developers and for Other Purposes）において与えられていた総売り上げに対する特権税（Special privilege Tax (2%)）は廃止された。（RA No.9513, Sec 39）

再生可能エネルギー法における財政インセンティブを図 6.2-2 に示す。事業開始からの7年間は法人所得税免除（ITH：Income Tax Holiday）により無税、その後は純損失の繰り延べが一定期間可能となる。これに対して EO226 だと、無税の期間が1年短く、その後の企業の社会的責任（CSR：Corporate Social Responsibility）適用による無税期間も2年間で短い。またインセンティブ適用期間が終了すると30%の法人税を支払わなくてはならない。



注：RA（Republic Act）、EO（Executive Order）、CSR（Corporate Social Responsibility：企業の社会的責任）

図 6.2-2 法人税免除の比較(RA No.9513 と EO226)

6.3 主要金融機関による小水力発電へのファイナンススキームと融資例

現在フィリピンにおいては、小水力発電プロジェクトに対する融資は民間銀行とフィリピン開発銀行（DBP : Development Bank of the Philippines）により行われている。地方政府部門保証供与会社（LGU-GC : Local Government Unit Guarantee Corporation）は民間投資家の民間銀行からの借り入れに対して保証を行う。さらに、F/S に対する支援、小水力プロジェクトをクリーン開発メカニズム（CDM : Clean Development Mechanism）にする場合の支援については Land bank、DBP によるものがある。この他、可能エネルギー信託基金がある。

(1) 地方政府部門保証供与会社 (LGU-GC : Local Government Unit Guarantee Corporation)

1) LGU-GC の小水力プロジェクト業務の概要

LGU-GC は 1998 年に米国国際開発庁（USAID : United States Agency for International Development）の支援を受けて設立された。借り入れや債券発行に対する保証を行う。保証対象は地方自治体（LGUs : Local Government Units）や電化組合（ECs : Electric Cooperatives）、中～大規模の民間投資家（MLEs : Medium to Large Private Developers）である。ECs の借り入れには 3 つの条件があり、1) 国家電化庁（NEA : Nation Electrification Administration）に登録していること、2) NEA 及び LGU-GC の借り入れ評価基準を通過していること、3) 水力の資本費用（CAPEX : Capital Expenditure）がエネルギー規制委員会（ERC : Energy Regulatory Commission）及び DOE の承認を得ていることである。

担保はキャッシュフロー／収入／売掛金／プロジェクト資産（不動産、動産）／リザーブファンドである。通常保証は負債（元本及び金利）の 85% までが対象である。保証率は通常プロジェクトで、LGUs（1.0-1.25%）、ECs（1.25-1.75%）、MLEs（1.5-2.0%）となっている。取り扱い費用は通常プログラムで 1% の保証についてその 1/8（交渉可）である。

再生可能エネルギー融資保証基金（RE-LGF : Renewable Energy Loan Guarantee Fund）では再生可能エネルギー開発プロジェクトのためのキャパシティビルディング（CBRED : Capacity Building to remove barriers for renewable Energy Development project）が DOE で進められた。LGU-GC は RE-LGF のプログラム・ファンドマネージャーとして機能している。

同基金で、現在保証できる額は 80 百万 PhP (1.606 百万 US\$) であり、これは小水力、バイオマス、太陽光発電などに保証できる。現在、小水力プロジェクトでは既に 1 件が 9.2 百万 PhP の受けている。（2008 年に承認された。）保証率は 0.25% であり、

他に手続き料として 1,000 PhP を別途、徴収する。

電力購入契約 (PPA : Power Purchase Agreement) は ERC の最終認可が必要であるが、時間を要する場合は LGU-GC が独自に判断を行う。

2) 審査のポイント

- 審査のテクニカル部分は DOE が実施し、LGU-GC は財務的内部収益率 (FIRR : Financial Internal Rate of Return) や自己資本利益率 (ROE : Return on Equity) など財務指標を見る。独自のキャッシュフロー表 (エクセルフォーマット) で貸借対照表 (B/S : Balance Sheet)、損益計算書 (P/L : Profit and Loss Statement) と連結したプログラムを使っている。CDM は手間がかかる (LGU-GC の扱う小水力は規模が小さい) ため考慮に入れていない。
- 借り手の格付けも考慮する。
- ECs の財務状況は見えていない。これは当機関の対象プロジェクトが小さすぎるため、現状では ECs にとっては決定的なインパクトを持たない。

3) LGU-GC のプロジェクト例

German Phil Renewable Energy Incorporated というドイツ系ローカル企業が 226kW の小水力プロジェクトを B 地点で行っている。オフテイカーは BUSECO EC (Bukidnon Second Electric Cooperative) である (EC としての NEA の格付けはよい)。13.2 百万 PhP が総プロジェクトコストでこのうちのローン部分は 10.8 百万 PhP である。ローンは民間のアライド銀行から借りている。この負債の 80% の 9.2 百万 PhP に対して LGU-GC が保証を行っている。RE-LGF での保証は元本の 85%、または 20 百万 PhP が上限となっている。その後、同プロジェクトの計画に大きな変更があった。

この背景にはプロジェクト主体者の Gerphil Renewable Energy 社が 2010 年 6 月の金利支払い及び、2010 年 10 月の初めての元本支払い (当初は 2 年の元本の据え置き) ができなかったことにより (ローンは 2008 年から支払われている。) 貸し手であったアライド銀行が保証権利を行使 (Called on guarantee) し、アライド銀行の債権を LGU-GC が購入した。これにより、債権者は LGU-GC 単独になった。このため、貸し付け期間も 10 年から 15 年に伸びることになった。変更の背景には 2010 年 2~3 月のエルニーニョ現象による少雨、機材のトラブル (ブレーカー故障) などの原因があった。

このため LGU-GC は本プロジェクトにおいて計画内容を変更し、これに伴い、前提条件が変化した。以下は当初計画と変更後の主要な前提条件の変化である。

<当初計画>

- ローン部分は 10 年間、据え置き期間は 2 年間で計算している（フィリピンの民間銀行は据え置き期間を入れて最大 10 年間しか貸すことができない）。
- 金利は 10.5% とする。
- 7 年間の ITH を受ける。
- 電力料金は 3.41 PhP/kWh で 2010 年から毎年 5% ずつ上昇するようにしている（電力供給契約にあり）。
- 被益する地域のバラングイごとに人口を独自に予測し、売上げ量を予測している。
- 同機構で保証できる額は 80 百万 PhP でこの小水力の他にもバイオマス発電などいくつかパイプラインプロジェクトがあるため、使い果たすのはすぐである。その後はまた地球環境ファシリティ（GEF：Global Environmental Facility）、フィリピン銀行協会（BAP：Bankers Association of the Philippines）、DBP に依頼して出資額を増やしてもらうことになる。
- ローンは土木工事と間接費のみをカバーする。他のコスト、例えば電気機器や予備費は開発主体者により手当される。また土地も開発主体者によりあらかじめ準備されるため、負債をこれにあてることはない。
- プロジェクトコストの内訳
物価変動予備費は 5%、土木工事が 4%、電気機器がそれぞれ総コストの 24% を占める（表 6.3-1 参照）。

表 6.3-1 LGU-GC におけるコスト規定(プロジェクト例)

項目	総額	ローン分	出費分
土木工事	7,048,005	7,048,005	-
電気機器及び送電線	3,198,168	-	3,198,168
予備費	662,774	-	662,774
小計	10,908,946	7,048,005	3,860,942
間接費	2,254,800	2,151,995	102,805
プロジェクトコスト合計	13,163,747	9,200,000	3,963,747

出典：LGU-GC

- ローンは初めに 1 回で支払われる。
- 負債の 85% の部分に保証がされ、その総額に対して 0.25% の保証料がかかるが、付加価値税（VAT：Value Added Tax）はそれに対して 12% がかかるため、金額は小さい。
- プラントファクターは 50% として設定している。

- 最初の2年間はエスカレーションはなく、3年目から20年目まで5%のエスカレーションをつけている。これをつけても20年目で6.3 PhP/kWhで現在の電力料金の8 PhP/kWhに比べてかなり割安である。
- プロジェクトライフを30年でなく20年としているのは計算結果をコンサーバティブにみるためである。
- 管理費は総プロジェクトコストの1.6%の維持管理（O&M：Operation and Maintenance）費用に加えて、収益の35%を管理費としている。
- 間接費には税金、F/Sレポート作成準備費用など含む。
- 予備費と間接費は資本化（capitalize）され10年で償却される。
- 当初の2年間は113kW、3年目以降は313kWで稼働するとしている。

- kWコストは $\frac{13,163,747}{113kW} = 116,493 \text{ PhP/kW}$

$$\frac{13,163,747}{313kW} = 42,057 \text{ PhP/kW}$$

- 減価償却は15年の定額償却とする。（保守的にみている）
- 建中利子を資本化しないで支出するのは建設期間の2年間に支払い能力があると見ているからである。
- 均等化するとプロジェクトコストは1.4 PhP/kWhになる。
- 保証料は負債の85%（保証額）の0.25%が毎年かかる。
- O&Mコストは総プロジェクトコストの1.6%/年で10年でも総プロジェクトコストの22%である。
- 所得税免除は当初5年、その後は30%を適用している。
- 結果、内部収益率（IRR：Internal Rate of Return）は当初10年で25%である。

<計画変更後>

プロジェクトの計画は表6.3-2のように変更された。

表 6.3-2 LGU-GC の B プロジェクトにおける前提条件の変更

主な変更点	変更前	変更後
電気料金	毎年 5% ずつエスカレーション	2.81 P/kWh ~ 2011 3.41 P/kWh ~ 2012 3.41 PhP/kWh ~ 2013 3.92 PhP/kWh (15% 上昇) ~ 2014 3.92 PhP/kWh ~ 2015 3.92 PhP/kWh ~ 2016 4.50 PhP/kWh (15% 上昇) ~ 2017
プロジェクト規模	226kW	220kW (110 kW × 2)
減価償却期間	15 年	20 年
ローン		
期間	10 年	15 年
据置き	2 年	1 年
金利	10%	6%
O&M コスト	プロジェクトコストの 1.6%	収益の 18%
管理費	収益の 36%	収益の 52%

出典：LGU-GC

- 電気料金については 2011 年現在：ERC が 3.41 PhP/kWh を認めていないため、2.83 PhP/kWh で開始している。
- 水車も 2 台のうち 1 台が DOE に登録していないため、2.83 PhP/kWh (これはフィリピン電力公社 (NPC : National Power Corporation) の時間帯料金 (time of use tariff)) を使用している。

(2) Land Bank

1) Land Bank の概要

Land Bank は地方開発を促進するために設立された 100% 政府出資の銀行である。全国に 325 の支店と 81 の市のうちの 80 の市にオフィスを持つ。4 カ所の水力プロジェクト (9.928MW) に 1.04 億 PhP のファイナンスを行う。

2) Land Bank の主なプログラム

- a) 再生可能エネルギー開発プロジェクトのためのキャパシティビルディング (CBRED: Capacity Building of removing barrier of Renewable Energy Development project)

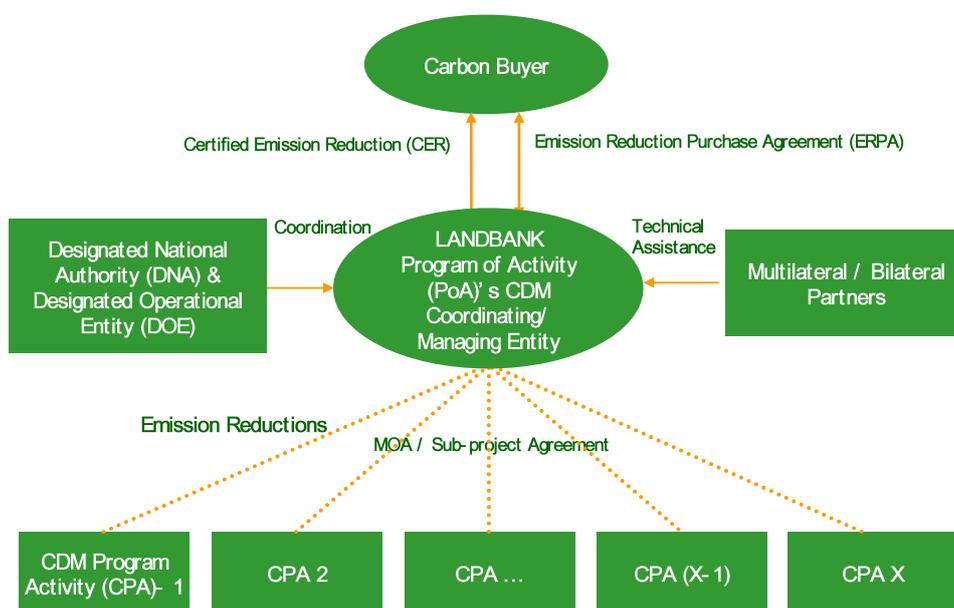
CBRED は、RE プロジェクトの F/S に対して支援を行う GEF/国連開発計画 (UNDP : United Nations Development Programme) からのプロジェクト準備基金 (Project Preparation fund) である。F/S、詳細設計 (D/D : Detail Design)、現地

サイト分析、許認可、ライセンス取得に対して支援を行う。ECs、LGUs、民間企業、マイクロファイナンス実施機関（MFIs：Micro-Finance Institutes）も利用することができる。金利は 0% で総コストの 50%（500 万 PhP を超えない範囲）に対して融資がなされる。返済は四半期ごとに 3 年で、半年の据え置き期間がある。

10 カ所以上のプロジェクトから 3 カ所が現在 F/S を実施中である。3 カ所の水力プロジェクト（16.3MW）に 10.47 百万 PhP の貸付を行っている。F/S の資金は直接コンサルタントに支払われる。DOE はコンサルタントの資格審査を行う。

b) カーボンファイナンス支援機関(CFSF: Carbon Finance Support Facility)

2006 年から開始し、動物排泄物、ランドフィルガス、小水力について 3 つの CDM、PoA（Program of Activity）を形成している。小水力ではドイツの KFW と排出削減購入契約（ERPA：Emission Reduction Purchase Agreement）を締結している。現在 DOE によって審査中である。世界銀行（WB：World Bank）は 2010～2013 年の間に 250,000 の認証排出削減量（CER：Certified Emission Reductions）を購入する。計画の概要は図 6.3-1 の通りである。



出典：Land Bank

図 6.3-1 CFSF のスキームの概要

小水力発電への融資条件としては 1) 15MW 以下、2) 系統に接続、3) 流れ込み式、4) 厳しい環境基準に適合、5) Land Bank の CFSF スキームに参加する意志のあること、等である。

c) その他

Land Bank は小水力発電プロジェクトに直接融資は行っていないが（2010 年 9 月現在）、Land Bank の気候変動対策に関する活動には以下 3 つがある。

- 1) 環境規則を遵守する技術精査
- 2) 環境保護のための計画と技術サービスと CSR のディベロップメント
- 3) 環境プログラムとマネージメント

Land Bank における環境プロジェクトの実施体制は、環境部は外部の機関とのコーディネートと部分的に、融資案件の審査を行う。環境問題やデューデリジェンス（Due diligence：投資家が自らの投資対象の適格性を把握するために行う調査活動全般）、融資審査の大部分は融資部（Lending Department）が行う。融資部は F/S 資金の提供も行う。

その他オゾン層破壊物を段階的に減らすための WB 経由の多国間基金として 10.5 百万ドルが供与された。

(3) フィリピン開発銀行 (DBP: Development Bank of the Philippines)

1) DBP の概要

DBP はフィリピンの国営の銀行であり、インフラ、環境、社会開発、中小企業振興へのファイナンスに高い優先順位をつけている。RE ではルソン島で 164.94MW（内系統連系 159.66MW、単独系統 5.28MW）、ビサヤスで 10.5MW（系統連系）、ミンタナオで 0.5MW（単独系統）の開発を行っている。WB、国際協力機構（JICA：Japan International Cooperation Agency）、国際協力銀行（JBIC：Japan Bank for International Cooperation）よりの融資で ODA Fund を組成している。DBP ファイナンスの主な利点は、やや長期の貸し出し、テクニカルアシスタンス及びプロジェクトに対する準備支援（F/S や D/D）である。CDM プロジェクトではフィリピンの銀行として初めて同国の指定国家機関（DNA：Designated National Authority）である環境天然資源省（DENR：Department of Environment and Natural Resources）から、CDM 登録プロジェクトの裏書きを取得した。

2) DBP の融資プロジェクト

現在は 6 カ所の水力プロジェクトに融資しており、5 カ所が 1MW 以下、1 カ所が 175MW、他にリハビリプロジェクトがある。

FIRR のハードルレート（9～10%）も目安としては存在するが、ECs に対しては収益性は求めない。これは資金ソースが低利の円借款であることと、借り手が ECs の場合、そもそも利益追求を目的としていないためである。

DBP では小水力発電プロジェクトに対する審査基準にあたっては単に採算面 (FIRR) だけでなく社会・環境も含めたサプライナブルな点を見る EIRR の観点からみる。とくに規模についての指定はないが、全体的なアプローチをとっている。融資実行には特に DBP としての事業計画書の要求フォーマットはないが、D/D が完了している必要がある。

DBP には表 6.3-3 に示すようなプロジェクト審査のチェックリストがある。

表 6.3-3 水力発電プロジェクト必要条件のチェックリスト

<p>1. Feasibility Study</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Brief background with location map b. Overall design methodology and specific design approach including design criteria adopted c. Feasibility Study grade hydraulic and structural design calculations d. Full hydrological study describing the methodology used and data sources e. Geological and geotechnical investigation methodology and results of investigation f. Quantity and cost estimates outlining unit prices g. Power Demand and Supply situationer in the area h. Estimate of energy output and basis of calculation i. Watershed Management Plan j. Carbon abatement benefits k. Economic evaluation l. Alternative schemes of development m. Conclusion and recommendation n. Feasibility grade drawings <ul style="list-style-type: none"> - Overall scheme/project lay-out showing all components - Civil work structures including access roads - Electromechanical works and equipment
<p>2. Environmental Compliance Certificate including the following :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Environmental Impact Statement – for water impounding capacity ≥ 20 million cubic meters - Environmental Examination Report/Checklist – for < 20 million cubic meters water impounding capacity <p>Certificate of Non-Coverage including Project Description Report</p>
<p>3. Dam height of 15 meters and above is considered large dam, the following documents should be prepared and submitted to ensure safety of dam :</p> <p>Plan for construction supervision and quality assurance – this covers the organization, staffing levels, procedures, equipment, and qualifications for supervision of the construction of a new dam. The plan should take into account the usual long construction period, covering the supervision requirements as the dam grows in height.</p> <p>Instrumentation plan – detailed plan for the installation of instruments to monitor and record dam behavior and the related hydrometeorological, structural and seismic factors.</p> <p>Operation and maintenance (O&M) plan – covers organizational structure, staffing, technical expertise, and training required; equipment and facilities needed to operate and maintain the dam; O& M procedures; and arrangements for funding O&M, including long-term maintenance and safety inspections. The O&M plan for a dam other than a water storage dam, in particular, reflects changes in the dam’s structure or in the nature of the impounded material that may be expected over a period of years.</p> <p>Emergency preparedness plan – specifies the roles of responsible parties when dam failure is considered imminent, or when expected operational flow release threatens downstream life, property, or economic operations that depend on river flow levels. It includes the following items : clear statements on the responsibility for dam operations decision making and for the related emergency communications; maps outlining inundation levels for various emergency conditions; flood warning system characteristics; and procedures for evacuating threatened areas and mobilizing emergency forces and equipment.</p>
<p>4. Water Permit issued by the National Water Resources Board</p>
<p>5. Renewable Energy Development Service/Operating Contract issued by the Department of Energy</p>
<p>6. Certification Precondition/Certificate of Non-overlap including Free Prior Informed Consent issued by the National Commission on Indigenous People</p>
<p>7. Grid Impact Study from TRANSCO/NGCP (if grid connected)</p>
<p>8. Electricity Sales Agreement between the buyer and seller approved by the Energy Regulatory Commission</p>

出典 : DBP

3) DBP の金利

DBP の金利は市場と同じであるが据え置き（据え置き期間：最長 5 年）を含めた期間が 15 年である。（市場は据え置き含めて 10 年）貸出しレートは 9–11% でこれがハードルレートにもなっている。金利は 9–11% で市中銀行の 12.5% より少し低い。図 6.3-2 は市中銀行のファイナンス条件と比較したものである。民間銀行は据置き 2 年間、10 年間で返済に対し、DBP は貸し付けは 5 年間の据置き期間を含む 15 年間である。据置き期間も金利を支払わなければいけない。

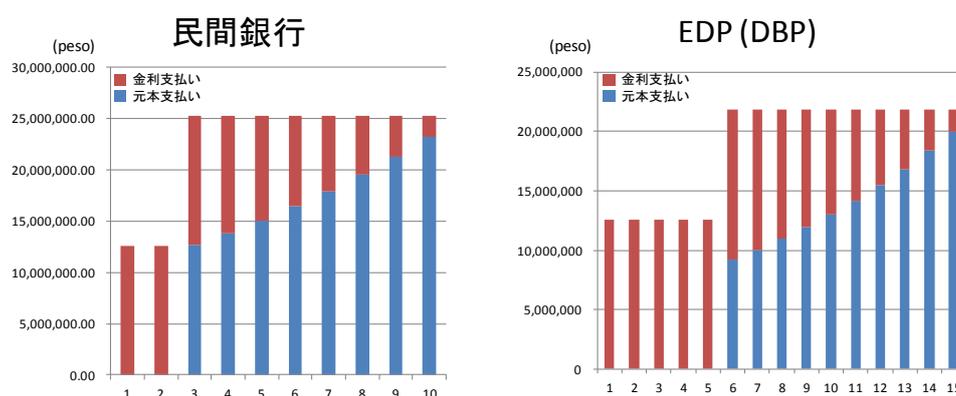


図 6.3-2 民間銀行融資と EDP の支払いキャッシュフロー比較

DBP では CDM プロジェクトを増やそうとしており、申請と登録のためのチームが行内にある。現在は 3 カ所のプロジェクトが DNA で有効化審査中である。

CDM はキャッシュフローをよくし、ローンを早く返すことに資する。ECs は DBP へのローン申込みに当たり NEA には相談をしなければならない。DBP の Environmental Development Fund と組み合わせて、財務的内部収益率を良くする。ECs に対して、民間企業のような加重平均資本コスト（WACC : Weighed Average Cost of Capital）は、求めている。

4) EDP の審査条件

- 土地については環境開発事業（EDP : Environmental Development Project）では支出できない。
- CDM の検証のための取引価格は EDP に含まれる。
- EDP の枠で現在審査中のプロジェクトは Lake Mainit（25kW）がある。
- IRR は 15% がターゲットで、CDM にも申請中でこれを入れると +1% くらい加わる
- EDP の枠内でどれくらい（小）水力発電に割り当てるといったことはない。

- EDP の審査のためには、F/S、D/D は完了していなければならない。これについては EDP ではファイナンスできない。

5) EDP の条件

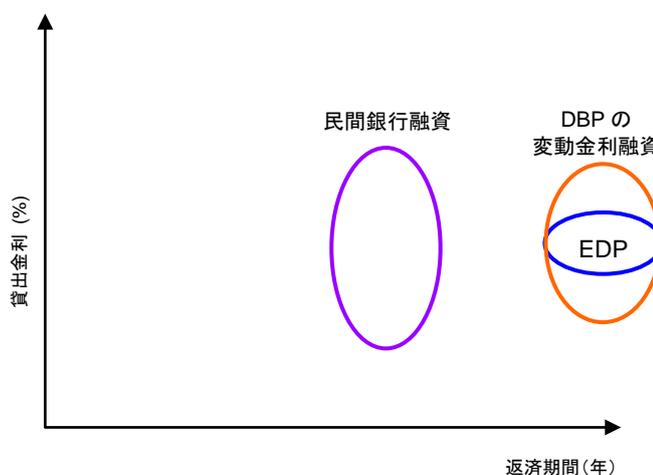
- EDP においてシンジケートローンを組んでもよい。
- 負債資本比率は 7 : 3 とする。
- 建中利子は資本化される
- 電気機器の物理的予備費 (Physical contingency) は 10%、土木工事と建築工事の物理的予備費 (Physical contingency) は 15% 以上である。

6) 現状の EDP 活用上の課題点

DBP の EDP による金利条件は、現在、競合民間金融機関による融資に比べ、固定・長期という点で有利であるが、2011 年時点では市中金利と同水準にあるため比較的不利な状況におかれている。また DBP によるチェックリストに対する対応、認証手続きなどに手間がかかる。

小水力発電融資のポジショニングをイメージ図で示すと図 6.3-3 のようになる。

DBP の ECs 向け貸出しは、ECs のランクは問わない。ランクの低い ECs でも DBP は NEA と包括協定 (Co-financing agreement) を結ぶことで担保している。NEA は ECs の経営にステップインできるので、この協定は有効に働いている。ECs のランク別向けローンの競合は表 6.3-4 のようである。主に A ランクの ECs 向けに競合が厳しくなっている。



注：民間銀行、DBPの変動金利融資は、金利が市況に応じて変動する。

図 6.3-3 小水力発電融資のポジショニング (イメージ図)

表 6.3-4 ECs のランクと主に適用されるローン

EC のランク (NEA 基準)	ローン			
A	世界 銀行	DBP		民間銀行 (変動金利、9%、2 年 据え置き 10 年返済)
		EDP (8~10% 固定金利 5 年 据え置き、15 年返済)	長期ローン (変動金利 3~5 年据え 置き、15 年返済)	
B, C, D	EDP			

7) フィリピン国における RE へのファイナンススキームにおける EDP ローン のポジショニング

DBP のローン (EDP) は民間金融機関のものに比べて、固定金利であること、据え置き期間が若干長いことがメリットとなっているが、ここ半年でフィリピン島嶼銀行 (BPI : Bank of the Philippine Islands)、バンコ・デ・オロ銀行 (BDO Unibank : Banco de Oro)、Metrobank、Security Bank などの民間銀行、Land Bank も急速に小水力発電プロジェクトへの融資に興味を示している。

小水力発電候補プロジェクトの中で、事業リスクとプロジェクト主体者のポートフォリオの中での EDP の位置づけの確認が必要であり、EDP ローンは、民間銀行と競合のない多少リスクのある案件や、公共機関による小規模水力案件等に注力することも一案であろう。

8) JBIC の CDM 事業向けスペシャルローンとの関係

DBP の提供する EDP (2008 年 9 月 30 日 LA 調印 : 248.46 億円) と JBIC への CDM 事業向けスペシャルローン (10-B JBIC Facility for Environment Project) の違いは後者は CDM への登録を必要としている点にある。EDP は CDM に限定しない RE プロジェクトに融資される。

(4) 再生可能エネルギー—信託基金

当ファンドは再生可能エネルギー法の IRR sec33 にあるように、フィリピン娯楽賭博公社 (PAGCOR : Philippine Amusement and Gaming Corporation)、フィリピン石油公社 (PNOC : Philippine Oil Company) などから毎年 180 - 200 百万 PhP を集めてファンドとする。毎年累積されるため、当初は研究調査等にしか使えないが増えてくれば、プロジェクトにも使えるかもしれない。このファンドの利用については外部にオープンであるが DOE の承認を受けなければならない。

6.4 小水力発電への CDM の活用

(1) フィリピンにおける CDM の手続き

フィリピンにおいては小水力プロジェクト CDM が成立する可能性もある。

BOI に登録の企業は CDM による収入にも税金がかからないなどのメリットがある。しかしながら CDM に準備申請するコストがプロジェクト開始時にかかるので、より大きなプロジェクトでないと採算がとれない。CDM は 2013 年以降も継続する。ただし、そのクレジットに価値がつくかどうかなどは今後の国際枠組み次第なところも大きい。

CDM プロジェクトは表 6.4-1 に示す流れですすめられる。

表 6.4-1 CDM プロジェクトの流れ

段 階	内 容
プロジェクト設計書 (PDD : Pproject Design Document) 作成	プロジェクト参加者 (PPs : Project participants) は CDM 活動の計画をたて、PDD を作成する。
指定国家機関 (DNA) からの承認	PPs は DNA からの Voluntary Participation の書面による承認をもらう。DNA は、CDM プロジェクトが、その国の持続可能な開発基準に沿ったものかどうかを審査して、沿ってれば、承認する。
指定運営組織 (DOE : designated operational entity) による有効化審査と CDM 理事会への登録申請	PDD と検証レポート (Validation report) を提出する。 有効化審査のために DOE に支払う費用は 10,000 US\$ ~ 30,000 US\$ となる。
理事によるレビュー	検証済みの CDM プロジェクト活動または POA は、UNFCCC CDM のウェブサイト上で「審査中」とマークされ、公的利用可能な匿名のプロジェクト (F-CDM-RR : CDM project activity/programme of activities registration request review form) となる。事務局と登録・発行チーム (RIT : Registration and Issuance Team) は評価を行う。事務局と登録・発行チームの決定は、委員会の最終決定となるものとする。
国連に登録 (15MW 以下は申請後 4 週間で登録)	登録料はプロジェクトの年間平均排出削減量 (CER) に対し、最初の 15,000 トンについて 0.1 US\$/トン、それを超える分について 0.2 US\$/トンである。 プロジェクトが登録 (承認) されなくても 3 万 US\$ は没収される
DOE による検証 (Verification)、CER の発行	DOE による検証・認証には毎年 10,000 ~ 20,000 US\$ の費用がかかる 発電データ等を DOE に送り、DOE が排出削減量を検証し、認証する。

出典 : IGES (2010A)

UNFCCC/CCNUCC CDM. Executive Board EB 66 Report Annex 64 Page 1 Annex 64 'CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM PROJECT CYCLE PROCEDURE (Version 02.0) '等より作成

(2) フィリピンにおける小水力 CDM

フィリピンにおける小水力 CDM の現状は表 6.4-2 の通りである。国家承認は得ており、検証も行われている。国連に登録され、CER の発行待ちのものは Hedcor 水力プロジェクト 1 件のみである。国家承認が行われるプロジェクトは京都議定書 (Kyoto Protocol) の失効する 2012 年末までには登録しないとイケない。

表 6.4-2 フィリピンにおける CDM 小水力プロジェクトの現状

現 状	プロジェクト
国家による承認は行われ、国連に登録中のプロジェクト	<ul style="list-style-type: none"> ・ Pantabangan HEPP 25MW (Turbine Retrofit and Replacement) ・ Binga HEPP (rehabilitation) ・ Ambuklao HEPP (rehabilitation)
国家による承認が行われ、有効化安否、登録も行われたが CER は未だ発行されていない。	<ul style="list-style-type: none"> ・ Hedcor Sibulan HEPP

注1 : LOA = Letter of approval requirement of EB (Executive Board) of CDM

注2 : HEPP=Hydro Electric Power Project

表 6.4-3 の DBP の 3 ヶ所の水力プロジェクトはバンドルされたプロジェクトである。2007 年に承認されているが登録申請中であり、CDM 理事会に登録されていないプロジェクトである。

表 6.4-3 フィリピンにおける DBP の関与する CDM プロジェクト

プロジェクト	規模	所有、運営体	借り主	負債割合
Cantingas HEPP	900kW	Ramblon Electric Cooperative Inc	EC	90%
Hinubasan HEPP	500kW	Municipality of Loveto, Dinagat island	LGU	90%
Sevilla HEPP	2.5MW	Bohol Electric Cooperative (Boheco) I, municipality of sevilla	EC	80%

出典 : DOE

フィリピンで CER が発行された 34 案件のうち、RE は 3 件で、これは風力、熱回収、埋立地のメタン回収である。

7 つのプロジェクト (例 : Cabulig River Mini-HEP と Sipangpang 1 MW Mini-HEP project) はプロジェクト設計書 (PDD : Project Design Document) が有効化審査中 (under validation) である (表 6.4-4)。

表 6.4-4 フィリピンにおける有効化審査中の小水カプロジェクト

Project title	Methodologies	Reductions	Period for comments
Sipangpang HEPP	AMS-I.D. ver. 8	2,471	08 Aug 06 - 06 Sep 06
HedcorSibulan HEPP	ACM0002 ver. 6	81,129	06 Oct 07 - 04 Nov 07
Binga Hydroelectrical Power Plant (BHEPP) rehabilitation project	ACM0002 ver. 7	49,146	05 Dec 08 - 03 Jan 09
Cabulig River Mini-Hydroelectric Power Project	AMS-I.D. ver. 13	32,407	27 Feb 09 - 28 Mar 09
Ambuklao Hydroelectrical Power Plant (AHEPP) rehabilitation project	ACM0002 ver. 10	155,749	29 Aug 09 - 27 Sep 09
Commonal-Uddiawan Mini-Hydropower Project	AMS-I.D. ver. 14	5,348	05 Sep 09 - 04 Oct 09
Pantabangan Hydroelectric Power Plant Refurbishment and Upgrade Project in Nueva Ecija, Philippines	ACM0002 ver. 11	56,807	07 Jul 10 - 05 Aug 10

出典： <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/index.html>

フィリピンにおいて CDM を実施する場合は、小規模 CDM もしくはプログラム CDM の活用も想定される。

小規模 CDM とは、「バンドリング」により、小規模 CDM プロジェクトを一つにまとめてプロジェクトを進める方法である。下記に定義される小規模 CDM については、簡易化された様式・手続きが適用可能である [CMP/2005/8/Add.1, p43-45]² クレジット期間を更新する場合、更新時に小規模 CDM としての定義に合致しているかどうか再評価が必要である。 [Glos ver 5, p30]³

Type I : 最大出力が 15MW (=15,000kW) (または同量相当分) までの RE プロジェクト [CMP/2006/10/Add.1, p8, para 28 (a)]⁴

Type II : エネルギー供給又は需要サイドにおける、年間の削減エネルギー量が 60GWh (=6,000 万 kWh) (または同量相当分) までの省エネルギープロジェクト [CMP/2006/10/Add.1, p8, para 28 (b)]

Type III : その他、年間の排出削減量が CO₂ 換算で 60kt (=6 万 t) 未満のプロジェクト [CMP/2006/10/Add.1, p8, para.28 (c)]

以上 小規模 CDM の定義は IGES (2010A)、P48、51 より抜粋

² [FCCC/KP/CMP/2005/8/Add.1, 30 March 2006, page 43-45] <http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a01.pdf>

³ [Glossary of CDM terms version 5, p30] http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/glos_CDM.pdf

⁴ [FCCC/KP/CMP/2006/10/Add.1, 2 March 2007, page 8, paragraph 28 (a)] <http://unfccc.int/resource/docs/2006/cmp2/eng/10a01.pdf>

バンドリング(一括化) [Glos ver5, p12] の定義は

- ◆ バンドリングとは、複数の小規模 CDM プロジェクトを、それぞれのプロジェクトの独自性(技術/対策、場所、簡易化された方法論の適用方法等)を保ちつつ、1つの CDM プロジェクトまたは1つのプロジェクト・ポートフォリオとして形成すること
- ◆ バンドルされたプロジェクトは、1つ以上のサブバンドルから構成される。
 - サブバンドルは、技術/対策、場所、方法論の適用等の特徴について、それぞれが固有のものを持っている
 - サブバンドルとは、「バンドルされたプロジェクトの中で、同じ特徴を持ったプロジェクトの集合(サブバンドル内の全てのプロジェクトは同じプロジェクトタイプに属す)」のこと
- ◆ サブバンドルは小規模 CDM の同じタイプに属し、それらの合計規模(タイプ 1 であれば最大出力、タイプ 2 であれば省エネ量、タイプ 3 であれば排出削減量)は、小規模 CDM(SSC: Small Scale CDM) の上限を超えてはならない。
これは、「事業性のある複数地点をまとめた CDM」にもなりうる。通常規模の CDM でも複数地点・活動を、一つの事業とプロジェクト範囲を規定することでまとめることも可能である。「バンドリング」の場合、プロジェクトの開始時期、登録時期等が同時に行われることが必要となる。小規模 CDM はプログラム CDM と比べて簡素化された様式手続きが適用可能である。また発電規模で 15MW 以下は小規模 CDM に当てはまる。

プログラム CDM では後から同タイプのプロジェクトを追加、登録実施していくことが可能である。追加プロジェクトについてはの部分で通常の CDM よりも簡易なプロセスによって登録できる。また、プログラム CDM の場合、国をまたいでも同タイプのプロジェクトを実施できるというルールがある。通常、小規模 CDM ではそれはない。(政策に基づく) 国を挙げての複数の事業等もプログラム CDM の対象となる。このため、複数の地域における、小水力事業をプログラム CDM とすることがある。プログラム活動 (PoA) の定義 [EB32 Anx. 38]⁵は以下 (IGES (2010A) , P57 より抜粋)

- ◆ プログラム活動(PoA: Programme of Activities)とは、企業又は公的主体が自主的かつ調整して実施する、政策・措置又は目標設定(例えばインセンティブ付与や自主的プログラム)による活動のことである。
 - これらの活動は、追加的な温室効果ガスの排出削減又は吸収源による吸収増大をもたらすことが必要である。
 - プログラム活動の中で実施される CDM プログラム活動(CPAs: CDM Program Activities)の数には制限がない
- ◆ プログラム CDM の手続きには、最新バージョンの「プログラム活動を一つの CDM プロジェクトとして登録し、それらの活動から CER を発行するための手続き[EB32 Anx39]を適用することが必要である。

バウンダリー

- PoA の物理的な範囲は、複数の国にまたがる可能性がある。
- その場合、参加するそれぞれの(非附属書 I 国)のホスト国が PoA そして全ての CPA が持続可能な開発の達成に貢献していることが必要である。

排出係数は系統電源からのベースライン排出量として、ルソン、ビサヤス系統の数字であるコンバインド・マージン係数 (CM : Combined Margin) が適用される。プログラム CDM の場合、特に認証手続き等に時間がかかる。各 CPA の CER 発行のための検証作業として、水力発電の実績データの継続的な適切な記録管理が必要となる。

⁵ [Executive Board of the Clean Development Mechanism, Annex 38 to the 32th Meeting Report]

CER のトンあたり価格は当事者の相対の交渉で決まる。当事者次第である。目安となる指標は、欧州連合 (EU: European Union) の排出権取引制度 (ETS: Emission Trading Scheme) のマーケットの価格等がある。下表における CER は現状での予測数値である。

表 6.4-5 フィリピンにおける小水力発電 CDM プロジェクト

プロジェクト	規模	CER (tonnes equivalent annually)
Hedcor Sibulan HEPP	42.5MW	95,174
Binga HEPP (Rehabilitation)	—	46,291
Ambuklao HEPP (Rehabilitation)	—	172,735

出典：DOE

6.5 小水力発電への投資例

小水力発電に実際に投資を行っている ECs は ORMECO (Oriental Mindoro Electric Cooperative) 及び ANTECO (Antique Electric Cooperative) がある。概要を表 6.5-1 に示す。

今後さらに小水力発電への投資が進むためには、FIT の成立とともに、送電線（海底送電線）などのインフラ建設が挙げられる。

表 6.5-1 ECs によって進められている小水力プロジェクト

	EC の概要	サイト規模	小水力へのファイナンス	小水力プロジェクトの現在の位置づけ	今後の小水力発電の更なる展開のための必要条件
ORMECO	NEA rank A ⁺ ピーク負荷 24.5MW (2008) システムロス 11% EC の料金回収効率 101%	Liano-Cawayan の下流では 2.1MW, 上流では 3.0MW の 2 つのサイト, 2011 年 1 月に完成	DBP (3 年据えおき 15 年の変動金利のローン、固定金利の EDP に変更する可能性あり)	Liano-Cawayan 3MW は今後の (現在の 28MW から 2016 年には 43MW への) 需要増に対応する一部として活用	海底送電線の建設によりルソン島への売電が可能になる。
ANTECO	NEA rank A ⁺ ピーク負荷 12.7MW (2008) システムロス 11% EC の料金回収効率 98%	Sebaste, 1.68MW (2 sites) 商業用運転開始は 2014 年	CBRED 's Soft loan of Land Bank (0% interest rate)	PSALM のレイテ地熱発電所からの代替として小水力 (Villasiga HEPP) の IPP (SWECO) から調達、自前の小水力発電 (Sebaste HEPP 1.68MW) は需要増などに対応	電力不足に対応する投資資金

出典：JICA Study Team のインタビューより作成

6.6 これまで DOE に提出された小水力発電プロジェクトの F/S 例

(1) DOE に提出された F/S における主な前提条件

1) 電力購入契約(PPA :Power Purchase Agreement)

表 6.1-2 でみた操業契約 (Operating Contract) が成立している 6 つのプロジェクトのうち、3 ヶ所のプロジェクトの PPA 価格例である。各プロジェクトでその値が異なっている。

a) Sipangpang HEPP (1,000kW)

NPC からの平均電力購入コスト (基本発電コスト+送電コスト) よりも 5% 低く設定している。

b) Panoon Falls HEPP (220kW)

操業から 2 年までは 3.14 PhP/kWh、GREI (GerPhil Renewable Energy Inc.) はこの 2 年間は ERC に料金引き上げの要求はしない。

c) Villasiga HEPP (8MW)

運開始めの 1 年間は 5.4 PhP/kWh か、NPC の Effective rate よりも 15% 低い水準の低い方とする。これには基本発電コストと他の調整費用が含まれる。

参考までに表 6.6-1 はフィリピン 3 地域における発・送・配電コスト、表 6.6-2 はマニラ電力会社 (MERALCO : Manila Electric Company) の発・送・配電コストである。ルソン島では発電は 4.38 PhP/kWh となっており、例えば VillasigaHEPP の 5.4 PhP/kWh はこれに比べると高い数字であることが分かる。

表 6.6-1 フィリピン 3 地域における発・送・配電部門の費用

課金グループ	Electric Cooperatives							
	Luzon		Visayas		Mindanao		National	
	P/kWh	%	P/kWh	%	P/kWh	%	P/kWh	%
発電	4.3806	47.91	4.0224	46.03	2.9944	35.44	3.7992	43.28
送電	0.9688	10.60	1.1993	13.73	2.1943	25.97	1.4541	16.57
システムロス	0.7769	8.50	0.6642	7.83	0.6832	8.09	0.7148	8.14
配電	2.2045	24.11	2.2463	25.71	1.9648	23.25	2.1385	24.36
補助金	0.0277	0.30	0.0567	0.65	0.0253	0.30	0.0366	0.42
税金	0.7855	8.59	0.5292	6.06	0.5875	6.95	0.6340	7.22
合計	9.1441	100.00	8.7381	100.00	8.4494	100.00	8.7772	100.00

出典 : DOE

表 6.6-2 マニラ電力会社の発・送・配電部門の費用

2010年6月

課金サブグループ	0 to 200 kWh ^{注1} (P/kWh)	%	201 to 300 kWh (P/kWh)	%	301 to 400 kWh (P/kWh)	%	Over 400 kWh (P/kWh)	%
発電	5.5740	62	5.5740	60	5.5740	57	5.5740	54
送電	0.6201	7	0.6201	7	0.6201	6	0.6201	6
システムロス	0.6911	8	0.6911	7	0.6911	7	0.6911	7
配電	1.8555	21	2.2306	24	2.5844	27	3.2006	31
補助金 ^{注2}	0.1487	2	0.1487	2	0.1487	2	0.1487	1
ユニバーサルチャージ	0.1003	1	0.1003	1	0.1003	1	0.1003	1
合計^{注3}	8.9897	100	9.3648	100	9.7186	100	10.3348	100

注1：月ごとの消費量

注2：ライフラインレートは 101-200kWh/月の世帯に適用される

注3：VATは除外

出典：DOE

2) その他の主な前提条件

民間投資家によるプロジェクトのおもな前提条件は表 6.6-3 のようである。民間投資家は、コンサルタントを雇用して F/S レポートを作成しているが、前提条件は統一されていない。

融資条件での据え置き期間（Grace Period）、プロジェクト期間、建中利子の取り扱い、ITH の取り扱い等が、各 F/S レポートで異なっている。

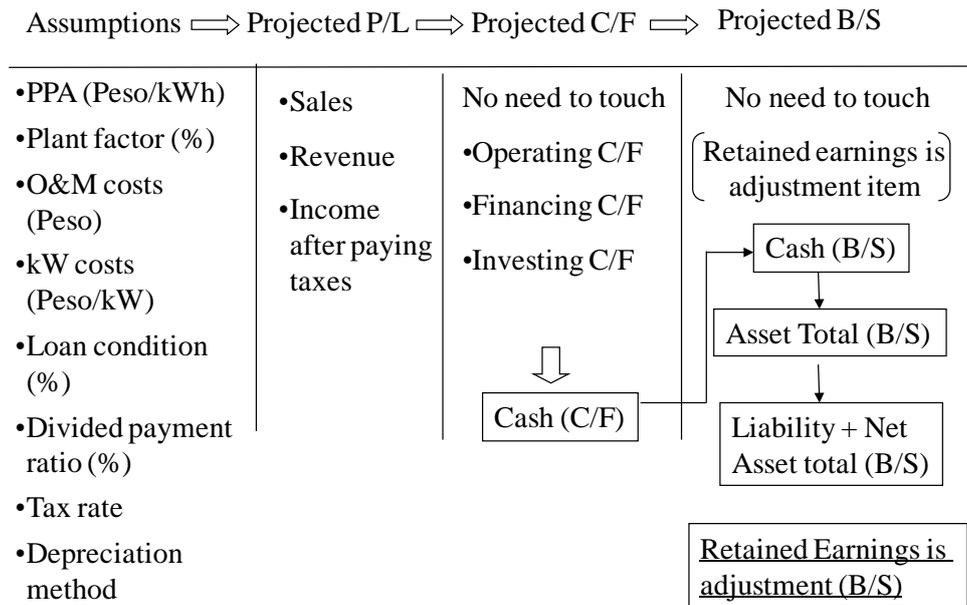
表 6.6-3 民間投資家による F/S の主な前提条件例

	Case A	Case B
kW	1,895	2,200
Total project cost (PhP)	180,365,778	340,800,000
Type (Run of River, Storage)	Run of river	Run of river
Assumptions on Energy Production (KWh)		
Primary energy	10,126 × 10 ³	9,966 × 10 ³
Hydropower secondary energy	N/A	N/A
Annual energy production	10,126 × 10 ³	9,966 × 10 ³
kW cost (US\$)	95,180 P/kW (2,064 US\$/kW)	3,361 US\$/kW
Plant factor	61.0%	51.70%
Electricity Tariff in PPA	4.5 P/kWh Annual 5% escalation	5.7 P/kWh No escalation
Project Period	30 years	30 years
Debt-Equity ratio	Equity 20%, Debt 80%	Equity 30%, Debt 70%
Dividend payout ratio	0%	0%
Depreciation methods	Straight line 30 years	Straight line 15 years
Annual Inflation	5%	4.5%
Physical Contingency {(A) + (B)} × ()%	10% of civil works and MEE	5% of civil works and MEE
Construction period	1 year	2 years
Tax rate		
Income Tax (% of Net income before tax)	After ITH 35%	After ITH 10%
Privilege Tax (% of Gross revenue)	2%	N/A
Tax incentives regarding “Renewable energy act of 2008” to be awarded		
Income tax holiday	7 years	7 years
Net operating loss carry over	Not Applied	Not Applied
Tax credit	Not Applied	Not Applied
Loan condition		
Repayment period	15 years	15 years
Grace period	3 years	0
Loan interest rate	10%	12%
Assumptions on annual		
Administration cost(% of revenue)	30% of revenue	16% of revenue
Annual O&M cost (% of total cost)	3.40% of total project cost	0%
Project cost composition	100%	100%
Civil and building costs (A)	36.89%	54.8%
Mechanical and Electric Equipment (B)	39.48%	22%
Physical contingency {(A) + (B)} × ()%	7.64%	3.84%
Price contingency (price escalation rate)	0.00%	0%
Interest during construction (capitalized)	0.00%	11.2%
Engineering Service	7.60%	8.22 (Commissioning & Engineering)
VAT	8.40%	0.00%
Result (from F/S Report)		
FIRR	22.35%	13.13%
EIRR	61.39%	27.71%
Discount rate(EIRR)	15%	15%
B/C (Economic)	2.305	8.52

6.7 財務モデルを使った小水力発電プロジェクトの採算分析

(1) 経済財務モデルの概要

本モデルは B/S、損益計算表 (I/S : Income Statement)、キャッシュフロー表 (C/F : Cash Flow Statement) の財務 3 表が連動したモデルであり、前提条件を変えると FIRR が自動的に計算される。貸借対照表項目の別途積立金において過不足が調整される。



注) P/L : Profit and Loss Statement 損益計算書、C/F : Cash Flow Statement キャッシュフロー計算書
B/S : Balance Sheet 貸借対照表、COGS : 売上原価、RE (Retained Earnings) : 利益剰余金

図 6.7-1 財務モデルのメカニズム

(2) 経済財務モデルを使ったシミュレーション

上記のモデルを使い、いくつかのケースでシミュレーションを行った。

表 6.7-1 はシミュレーションの主な前提条件である。

ケース分けは以下の表 6.7-2 のように行った。

表 6.7-1 シミュレーションの主な前提(プロジェクト)

プロジェクトサイズ	1,895KW
総コスト	188,838,000(peso), 2,162USD/KW
プロジェクト期間	30 years
プラントファクター	60%

注 1 : 総コストは建中利子を含む
注 2 : 物理的な予備費、価格予備費はともに 10%
注 3 : 減価償却 (定額 30 年)
注 4 : 負債 : 資本比率 80 : 20
注 5 : 各年の O&M コストはプロジェクト総コストの 10% とした。

表 6.7-2 感度分析－ケース分け

	Original case (FITを想定しない)	Case1 (FITあり、ローンは民間銀行)	Case2 (FITあり、ローンはDBPのEDP)	Case3 (FITあり、Case2と同じ、但し、負荷率が60%→40%(\times 2))	Case4 (FITあり、ただし、コストがCase2より20%増し)	Case5 (FITあり、但し、負荷率60%→40%コストがCase2より20%減)
関税率		○	○	○	○	○
融資			○	○	○	○
負荷率				○		○
コスト					○	○

注：前提条件変更箇所

図 6.7-2 はケース 2 の場合の売上げおよび利益率である。
当初 7 年間は法人税がゼロ（特別動産税は支払う）。その後 10%を支払うことになる。

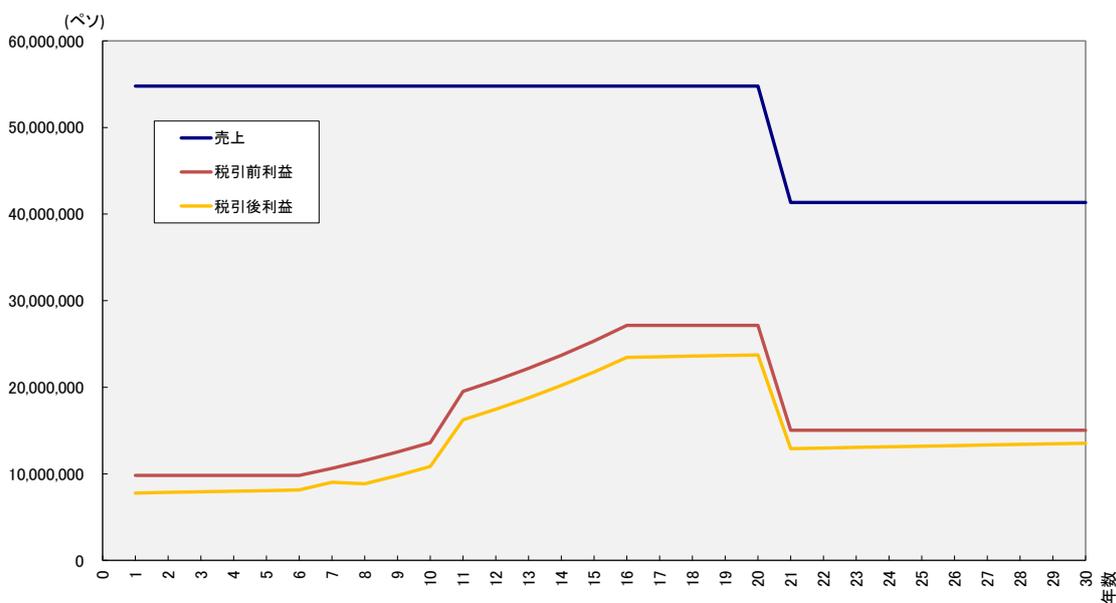


図 6.7-2 FIT を考慮した売上および利益予測 (Case 2)

表 6.7-3 は感度分析の結果である。

ケース 5 の状況では 0.55% の FIRR しか確保できない結果となった。

表 6.7-3 感度分析の結果

	オリジナル ケース (FITを 想定しない)	Case1 (FITあり、 ローンは民銀行)	Case2 (FITあり、 ローンはDBPの EDP)	Case3 (FITあり、 Case2と同じ、但 し、負荷率が 60%→40%に)	Case 4 (FIT あり、ただし、 コストがCase2よ り20%増し)	Case 5 (FITあり、但し、負 荷率60%→40%コ ストがCase2より 20%減)
電力料金	4.5 (Peso/kWh)	1-20 年は 5.5(Peso/kWh) その後、21年目 からは 4.5 (Peso/kWh)	1-20 年は 5.5(Peso/kWh) その後、21年目 からは 4.5 (Peso/kWh)	1-20 年は 5.5(Peso/kWh) その後、21年目 からは 4.5 (Peso/kWh)	1-20 年は 5.5(Peso/kWh) その後、21年目 からは 4.5 (Peso/kWh)	1-20 年は 5.5(Peso/kWh) その後、21年目か らは 4.5 (Peso/kWh)
負荷率	60%	60%	60%	40%	60%	40%
KW コスト	2,146 USD	2,146 USD	2,146 USD	2,146 USD	2,575 USD	2,575 USD
法人税率	7年ITH 0% 7年後 10%	7年ITH 0% 7年後 10%	7年ITH 0% 7年後 10%	7年ITH 0% 7年後 10%	7年ITH 0% 7年後 10%	7年ITH 0% 7年後 10%
融資 (ローン)	9% 2年の据置き 10年の返済	9% 2年の据置き 10年の返済	EDP ローン 9%、 5年の据置き 15年の返済	EDP ローン 9%、 5年の据置き 15年の返済	EDP ローン 9%、 5年の据置き 15年の返済	EDP ローン 9%、5 年の据置き 15年の返済
FIRR (30 年)	10.05%	14.78%	14.67%	4.5%	10.7%	0.55%

6.8 小水力発電投資促進のための提言

小水力発電の投資促進では以下の 5 点の提言ができる。

(1) データベースによる情報提供のための DBP とのさらなる共同作業

DBP との面談では、FIT の正式決定後は、EDP への申込みが急増すると考えている。他方で F/S 費用への融資も積極的に行うようになってきたことから EDP ローンの利用に際しては、DBP の各地方部局を含めたの普及促進活動（特に F/S 部分）を共同で実施する必要がある。

(2) ECs と LGUs のパートナーシップの促進

LGUs と ECs がともに出資パートナーとして組むことは、双方にメリットがある。ECs は事業の許認可が取りやすく、LGUs もアクセス道路などの現物出資で対応できる。

(3) CDA との可能な共同事業

協同組合促進庁（CDA : Cooperative Development Authority）に加入すると、VAT、営業税などが免除されるため有力な ECs が移行を検討しつつある。CDA とも協力し、これら ECs をターゲットとして水力開発投資促進活動を行うことも考えられる。現在 12 の ECs が加入している。CDA は 16 の地方部局がある。

(4) 他政府機関との連携

DOE が水資源開発に関係する機関である公共事業道路省（DPWH : Department of Public Works and Highway）、天文気象庁（PAGASA : Philippine Atmosphere, Geophysical and Astronomical Services Administration, DOST）、国家地図資源情報庁（NAMRIA : National Mapping and Resource Information Authority, DENR）、国家灌漑省（NIA : National Irrigation Administration）、DENR 等と連携して、情報共有化を行い、投資家のリスクを軽減させる。灌漑施設等の有効利用等で経済的な開発も目指す。

同時に本水力資源データベースの広報を他政府省庁、現地ローカルコンサルタントとの協働により行う。

(5) DOE における F/S 経済財務評価能力の向上の必要

DOE では 2011 年現在、プロジェクト提案者により提出された予想発電量とその収入とコストから得られた損益だけのキャッシュフローモデルを用いている。提案者からのデータ

だけをもとに IRR の妥当性をチェックしている。この場合、シミュレーションとして動かす前提条件は電気料金だけである。DOE において、F/S からのデータを入力して財務プログラム上で再現した上で、独自のデータをもとにシミュレーションを行うようにできることが必要である。

第7章

水力発電資源データベースの構築及び運用・更新

第7章 水力発電資源データベースの構築及び運用・更新

水力発電資源データベース（HRD：Hydropower Resource Database）システムの構築について以下に述べる。なお、本調査では、データベースとは、電子化され整理されたデータ群ではなく、情報検索、統合管理ならびに位置情報等の諸情報を一元管理するシステムのことを指すものとする。

7.1 既存のポテンシャル地点データ

7.1.1 既存情報の整理

既存のポテンシャル地点データは、エネルギー省（DOE：Department of Energy）、国家電化庁（NEA：National Electrification Administration）ならびにフィリピン電力公社（NPC：National Power Corporation）にあるが、これらのデータをシステム上に一元管理するデータベースは構築されておらず、単純に表計算ソフト（Microsoft社のExcel）で作成されたデータが保存、管理されているのが現状である。以下に、本調査で収集したフィリピンにおける既存のポテンシャル地点データとその入手先を再掲する（第4章で掲載済み）。

表 7.1-1 既存ポテンシャル地点に関する主な収集データ(再掲)

No.	資料名	地点数	データ入手元
1	民間投資対象のポテンシャル地点(署名済み)	125	DOE
2	民間投資対象のポテンシャル地点(未署名)	244	DOE
3	小模水力ポテンシャル地点リスト(>100kW、<10MW)	94	DOE
4	大規模水力ポテンシャル地点リスト(>10MW)	60	DOE
5	NEA 水力ポテンシャルリスト	905	NEA
6	NPC インベントリー調査	145	NPC
7	JICA パラワンマスタープラン調査	7	JICA
8	JBIC イブガオ棚田保全のための地方活性化プロジェクト	3	JICA

これらのデータは、第4章4.3節に既述のように、それぞれのデータベースによって記載内容、項目が大きく異なる。

加えて、No.3、No.4 で記載されていた地点が、No.1 にも記載されている等、データベース間の地点の重複も数多く確認された。こうした状況ではせっかくポテンシャル地点の情報が集まっても、情報を有効に活用することは困難であると思われる。このため、得られた既存ポテンシャル地点情報を整理して一括管理することが重要である。

このように、既存のデータ毎に収録項目とデータフォーマットが大きく異なっている様子を以下に示す。

No.1 Awarded

HYDROPOWER SERVICE CONTRACTS (SIGNED)
As of February 2010

Region	Project	Location	Project Capacity (MW)	Financial Commitment Estimated Cost (% Paid) in Millions
Caraga	Chimang Hydroelectric Power Project	Tava, Butuan	20	100
	RIS Hydroelectric Power Project	Butuan, Butuan	30	120
	Lanoy Hydroelectric Power Project	Butuan, Butuan	30	90
	Lawa Lawa Hydroelectric Power Project	Butuan, Butuan	24	40
	Mina-ek Hydroelectric Power Project	Butuan, Butuan	30	180
	Sabangan Hydroelectric Power Project	Butuan, Butuan	20	120
	Agas Hydroelectric Power Project	Kidamo, Butuan	30	180
	Natalang Hydroelectric Power Project	Kidamo, Butuan	40	160
	Kepangan I HEP	Kepangan, Butuan	100	305
	Kepangan II HEP	Kepangan, Butuan	100	305
	Huang I Hydroelectric Power Project	La Trinidad, Butuan	10	104
	Huang II Hydroelectric Power Project	La Trinidad, Butuan	10	210
	Huang III Hydroelectric Power Project	La Trinidad, Butuan	10	42
	Huang IV Hydroelectric Power Project	La Trinidad, Butuan	40	205
	Asposuya Hydroelectric Power Project	Sakau, Butuan	10	120
	Andan Hydroelectric Power Project	Tala, Butuan	10	40
	Baan Hydroelectric Power Project	Tala, Butuan	10	212
	Chayin-ka Gask Hydroelectric Power Project	Tagaytay, Butuan	10	40
	Santolaga Hydroelectric Power Project	Santolaga, Butuan	10	40
	Andanong Gask Hydroelectric Power Project	Santolaga, Butuan	10	40
	Suluan Hydroelectric Power Project	Butuan, Butuan	20	160
	Pual Hydroelectric Power Project	Pual, Butuan	20	160
	Pual C Hydroelectric Power Project	Pual, Butuan	20	160
	Upper Takub HEP	Takub, Butuan	100	46
	TOTAL		284	224

No.4 Proposed Major Hydro Potentials

Province	Municipality	Site	Head (m)	Q (cms)	P (kW)	Source
AGUSAN DEL NORTE	Talacogon	Laminga	38.00	0.50	150	NEA Potential Sites
		Malsogon	68.00	0.50	270	NEA Potential Sites
		Atang	60.00	0.40	190	NEA Potential Sites
		Andanan RIS 1 +000	2.50	7.90	160	NEA Potential Sites
		Andanan RIS 2 +360	3.00	7.90	190	NEA Potential Sites
		Agapan	12.00	3.30	320	NEA Potential Sites
		Wawa	-	-	3,880	NPC Lists
					5,160	
AGUSAN DEL NORTE	Ojot B	-	-	-	2,180	NPC
	Bustiao	-	-	-	3,580	NPC
	Santiago	-	-	-	400	NEA Potential Sites
	Butuan	-	-	-	7,260	CCD
	Sibagan	-	-	-	430	NEA Potential Sites
	Andanan	-	-	-	720	NEA Potential Sites
	San Luis	-	-	-	190	NEA Potential Sites
	Jabonga	-	-	-	280	NEA Potential Sites
	Jabonga	-	-	-	9,500	NEA Potential Sites
	Jabonga	-	-	-	6,900	NPC Lists
	Cabasaran	-	-	-	1,580	NEA Potential Sites
					32,960	
SURIGAO DE L NORTE	Mainit	Maring Falls	40.00	1.20	400	NEA Potential Sites
	San Francisco	Bilobohan Falls	70.00	0.30	140	DOE
	Loreto	Capitaghan Falls	128.00	0.36	320	LMPD
	Clarin	Dalwan 2	60.00	20.00	10,000	NEA Potential Sites
	Bisayan	Bisayan	25.00	0.80	160	NEA Potential Sites
					11,020	
SURIGAO DE L SUR	Bisitig	Tinyan Falls	25.00	3.00	800	NEA Potential Sites
	Bisitig	Bobonan	8.00	5.20	320	NEA Potential Sites
	Tago	Tago	35.00	10.70	3,000	NEA Potential Sites
	San Agustin	Hubo 1	60.00	4.00	1,500	NEA Potential Sites
	Morid	Cascan	60.00	10.00	8,000	NEA Potential Sites
	Carrascal	Panikian	40.00	9.60	2,600	DOE
	Carrascal	Cascan	44.00	7.10	2,500	NEA Potential Sites
	Carrascal	Bayoyo Creek	80.00	0.10	170	NEA Potential Sites
	San Miguel	Tago E	-	-	5,700	NPC
					25,070	
					74,980	

LIST OF HYDROPOWER POTENTIAL SITES IDENTIFIED IN CARAGA REGION

PROVINCE	MUNICIPALITY	SITE	HEAD (M)	Q (CMS)	P (KW)	SOURCE
AGUSAN DEL NORTE	Talacogon	Laminga	38.00	0.50	150	NEA Potential Sites
		Malsogon	68.00	0.50	270	NEA Potential Sites
		Atang	60.00	0.40	190	NEA Potential Sites
		Andanan RIS 1 +000	2.50	7.90	160	NEA Potential Sites
		Andanan RIS 2 +360	3.00	7.90	190	NEA Potential Sites
		Agapan	12.00	3.30	320	NEA Potential Sites
		Wawa	-	-	3,880	NPC Lists
					5,160	
AGUSAN DEL NORTE	Ojot B	-	-	-	2,180	NPC
	Bustiao	-	-	-	3,580	NPC
	Santiago	-	-	-	400	NEA Potential Sites
	Butuan	-	-	-	7,260	CCD
	Sibagan	-	-	-	430	NEA Potential Sites
	Andanan	-	-	-	720	NEA Potential Sites
	San Luis	-	-	-	190	NEA Potential Sites
	Jabonga	-	-	-	280	NEA Potential Sites
	Jabonga	-	-	-	9,500	NEA Potential Sites
	Jabonga	-	-	-	6,900	NPC Lists
	Cabasaran	-	-	-	1,580	NEA Potential Sites
					32,960	
SURIGAO DE L NORTE	Mainit	Maring Falls	40.00	1.20	400	NEA Potential Sites
	San Francisco	Bilobohan Falls	70.00	0.30	140	DOE
	Loreto	Capitaghan Falls	128.00	0.36	320	LMPD
	Clarin	Dalwan 2	60.00	20.00	10,000	NEA Potential Sites
	Bisayan	Bisayan	25.00	0.80	160	NEA Potential Sites
					11,020	
SURIGAO DE L SUR	Bisitig	Tinyan Falls	25.00	3.00	800	NEA Potential Sites
	Bisitig	Bobonan	8.00	5.20	320	NEA Potential Sites
	Tago	Tago	35.00	10.70	3,000	NEA Potential Sites
	San Agustin	Hubo 1	60.00	4.00	1,500	NEA Potential Sites
	Morid	Cascan	60.00	10.00	8,000	NEA Potential Sites
	Carrascal	Panikian	40.00	9.60	2,600	DOE
	Carrascal	Cascan	44.00	7.10	2,500	NEA Potential Sites
	Carrascal	Bayoyo Creek	80.00	0.10	170	NEA Potential Sites
	San Miguel	Tago E	-	-	5,700	NPC
					25,070	
					74,980	

図 7.1-1 データ毎の収録状況

収集した地点情報の形式について再生可能エネルギー管理局（REMB : Renewable Energy Management Bureau, DOE）と協議を行い、第4章で得られた地点情報の本調査で構築する水力発電データベースへの記載にあたり、入力形式、項目を統一して情報を整理することとした。

表 7.1-2 データベース化に伴う情報の整理

Status		項目	地点数	入力元データ
コントラクト水力ポテンシャル地点	C01	民間投資対象のポテンシャル地点(署名済み)	124	民間投資対象のポテンシャル地点(DOE 署名済み)
	C02	民間投資対象のポテンシャル地点(未署名)	244	民間投資対象のポテンシャル地点(DOE 未署名)
既設水利施設(水力発電・その他)	E01	既設小規模水力発電所	53	既設小規模水力発電所リスト(DOE)
	E02	既設大規模水力発電所	19	既設大規模水力発電所リスト(DOE)
	E03	その他の水利施設	46	Dam in the Philippine (NWRB) Water and Flood (DPWH)
新規水力ポテンシャル地点	J01	JICA 調査によるポテンシャル地点リスト(現地踏査済み)	47	マップスタディ
	J02	JICA 調査によるポテンシャル地点リスト	205	同上
既存水力ポテンシャル地点	P01	小規模水力ポテンシャル地点リスト(<10MW)	118	小規模水力ポテンシャル地点リスト(DOE) JICA パラワンマスタープラン調査 JBIC イブガオ棚田保全のための地方活性化プロジェクト
	P02	大規模水力ポテンシャル地点リスト(>10MW)	56	大規模水力ポテンシャル地点リスト(DOE) (>10MW)
	P03	NEA 水力ポテンシャルリスト	905	NEA 水力ポテンシャルリスト
	P04	NPC インベントリー調査	145	NPC インベントリー調査
暫定水力ポテンシャル地点	T01	ペンディング状態にある判断待ちのポテンシャル地点	流動的に変化	情報不足等によるステータスが未決のペンディング状態にある地点を一時的に格納

C01 と C02 の民間投資対象のポテンシャル地点（署名済み・未署名）は REMB が審査を行っている地点であり、今後の開発計画を策定するにあたり重要な情報となる。これらの地点は、現状フィージビリティ調査（F/S : Feasibility Study）以前の開発段階にあるが、今後も継続的に開発が進められる可能性が高いため、以下で説明する P01～04 とは区別した。

E01-03 の既設水利施設は、位置情報が記載されていない発電所が多かったため、REMB を通じて発電所周辺の電化組合（EC : Electric Cooperatives）に情報提供を依頼して追加で情報を収集した。

J01 と J02 は本調査で選定した新規水力ポテンシャル地点であり、既存水力ポテンシャル地点とは分けて取り扱うこととした。J01 については、国際協力機構（JICA : Japan

International Cooperation Agency) 調査チームによって現地調査が行われているものである。P01 と P02 のポテンシャル地点リストは元々DOE が所有していた情報であり、JICA パラワンマスタープラン調査など、比較的最近調査が実施された地点情報もこちらに集約した。P03 の NEA 水力ポテンシャルリストは地点数こそ多いものの、情報が限られているが、DOE の要望でデータベースには取り込むこととした。P04 の NPC インベントリー調査は地点数も多く、諸元も揃っているものの、調査年度が 1987 年と古く、経済性評価など現在とは異なることが考えられる。このため、P01 と P02 とは統合せず、独立したカテゴリーでデータベースに取り込むこととした。

7.2 データベースシステムの概要

7.2.1 システムの概要

本調査において構築するデータベースは、既設水利施設・水力ポテンシャル地点の情報を管理して開発事業者への水力開発の投資を促進するとともに、DOE の REMB の今後の水力電源開発計画の策定などを支援するものである。

データベースが備える特徴を以下にあげる。

- フィリピン全土の既存水利施設・水力ポテンシャル地点が一元管理できる。
- 既存水利施設・水力ポテンシャル地点の検索ができる。
- データベースの種類、作成者に応じて地点が区分けされている。
- 地点情報の更新、追加が容易にできる。
- 簡単な操作でデータの検索、並び替え、表示等ができる。
- 地理情報システム（GIS : Geographic Information Systems）データによりわかりやすく、ビジュアルであり、プレゼンに有効に利用できる。
- 地形図情報、水文情報など、水力電源開発の検討に必要な情報を備えている。

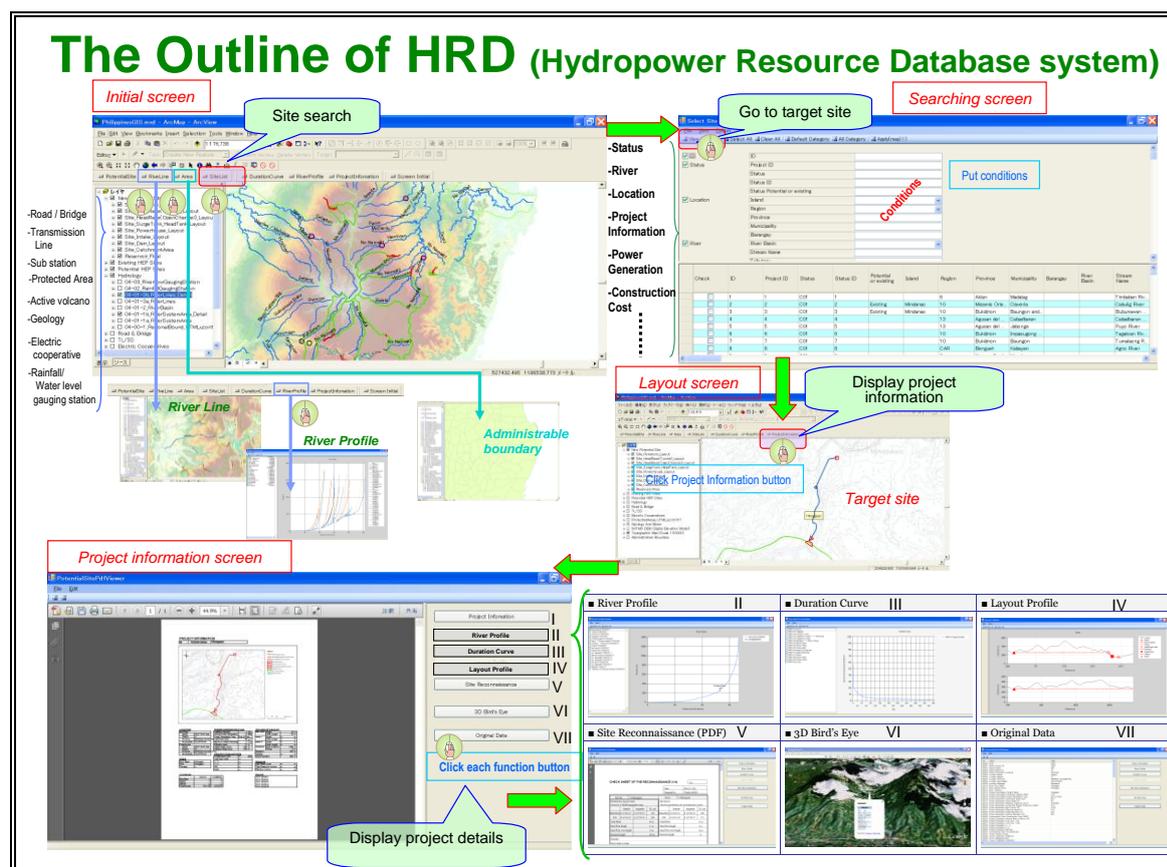


図 7.2-1 データベースの概要(地点情報の閲覧)

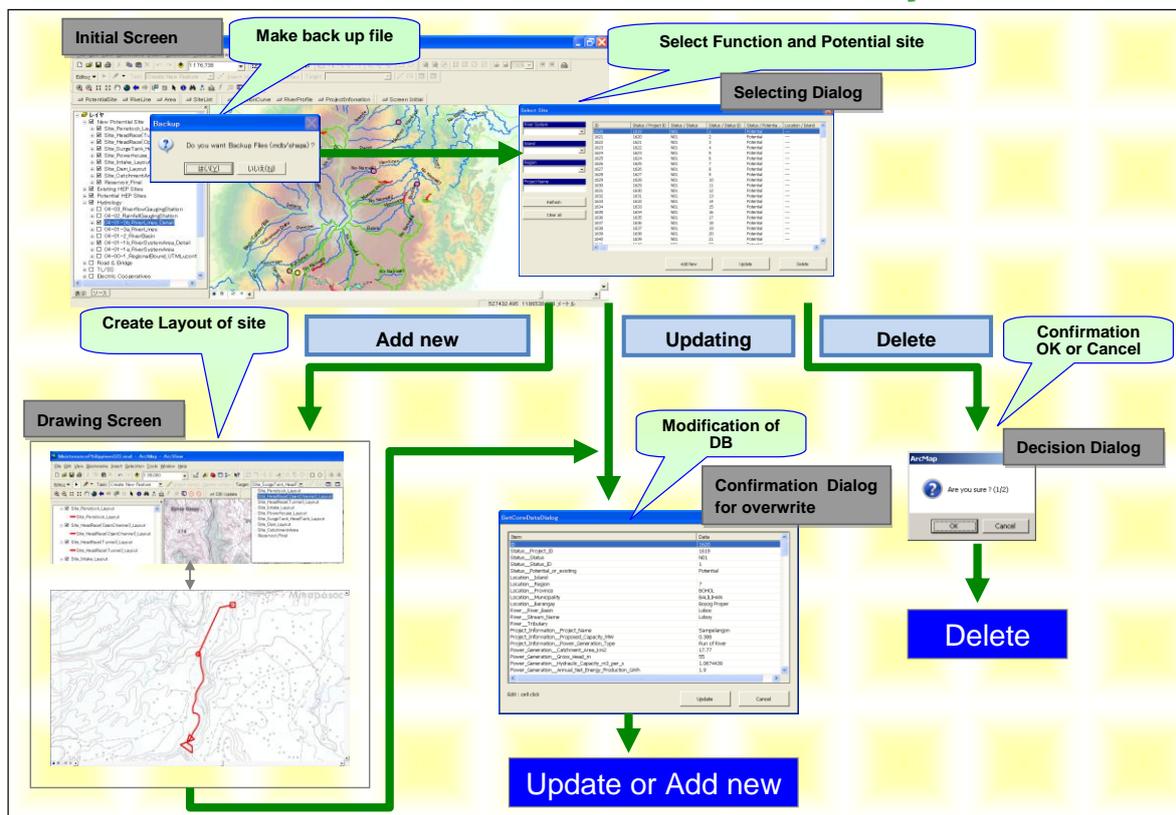


図 7.2-2 データベースの概要(地点情報データの更新)

7.2.2 データベースの主な出力

(1) フィリピン全土を網羅する水力ポテンシャル地点の位置図

水系図をベースマップに既設・建設中の水力発電所及び水力ポテンシャル地点を示す。当該地点の基本諸元の情報は地図上でクリックすれば表示できる。優先ランク、規模、地域等の条件で検索ができる機能をつける。

(2) 5万分の1地形図上の水力ポテンシャル地点の位置図

5万分の1の地形図およびSRTM(Shuttle Radar Topography Mission)をベースマップとして、既設・建設中の水力発電所及び水力ポテンシャル地点の取水口、発電所地点、水路レイアウトを示す。当該地点の基本諸元の情報も表示可能である。水力ポテンシャル地点に関連する水系、行政境界、配電会社供給地域、既設ダム、雨量、流量観測所、道路、送電線、変電所、環境保全地域、地質、活火山等のGISマップが表示される。

(3) 新規水力ポテンシャル地点の調査票

新規地点の調査表には、位置図、レイアウト、流域界、流況図、有効落差、出力・発電電力量、主要構造物の基本諸元、概略工事費、環境社会面の障害等がまとめられている。さらに発電単価、出力単価、経済的内部収益率（EIRR：Economic Internal Rate of Return）、財務的内部収益率（FIRR：Financial Internal Rate of Return）などの経済・財務指標も表示される。現地踏査を実施した47地点については、踏査レポート、現地写真等が表示可能である。

(4) 新規水力ポテンシャル地点の平面図と水路及び水圧管路沿いの縦断面図

5万分の1地形図で、新規水力ポテンシャル地点の平面図と水路及び水圧管路縦断面図を表示する。

(5) 水力ポテンシャル地点の基本発電諸元の一覧表

水力ポテンシャル地点の基本発電諸元一覧表を出力する。優先ランク、発電規模、地域別等の条件で抽出、検索が可能である。既設水利施設情報も表示可能である。

(6) 水力ポテンシャル地点の水系の河川縦断面図

水力ポテンシャル地点の水系の上下流の既設、建設中の水利施設（水力発電所含む）及び他のポテンシャル地点を河川縦断面図に表示する。

(7) 水力ポテンシャル地点の現地踏査レポート

現地踏査を実施した新規地点に対して、踏査ルート、既設道路、基本諸元、写真等をまとめた現地踏査レポートを表示する。

(8) 新規水力ポテンシャル地点の鳥瞰図

本調査で選定した新規水力ポテンシャル地点（J01、J02）に対して、ダム/堰堤、発電所地点を3次元鳥瞰図で表示する（Google Earthと連動する）。

7.3 データベースシステムの構成、機能

7.3.1 システムの構成

HRD システムは、GIS アプリケーションとして多くの機能を備え、他アプリケーションとの汎用性が高い ESRI 社の ArcGIS と、Microsoft 社の Excel などの既存情報からの構築が容易で、大量の情報処理が可能な Microsoft 社の Access を基盤として構築した。システム構成は、「GIS データ (Shape Files)」、「コアデータ (Database Files)」および「プログラムデータ (Program Data)」の3つに大別される。システム構造ならびにデータ構造のイメージを以下に記す。

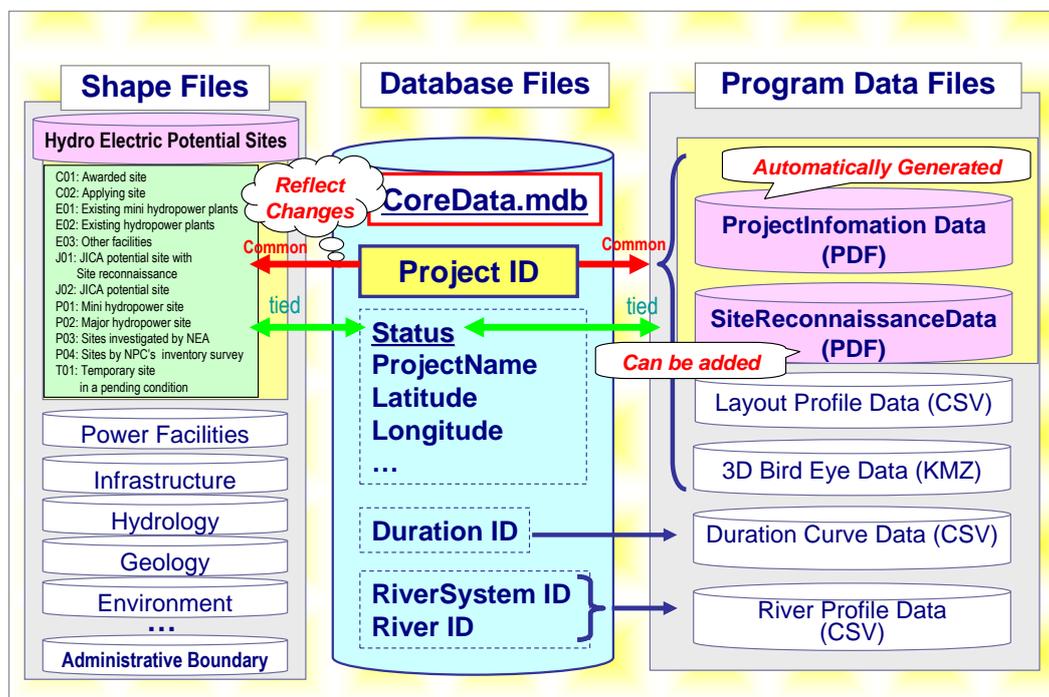


図 7.3-1 データ構造とデータリンクのイメージ

7.3.2 システムを構成するデータ

(1) コアデータ (Database Files)

7.1 で整理した水力発電資源情報を、一元化したデータベースファイルを構築した。HRD システムではこのデータベースファイルを「コアデータ (Core Data)」と定義する。

コアデータは、水力発電ポテンシャル地点に関する様々なデータで構成されている。コアデータの項目、形式および表示順序は DOE 職員の要望を取り入れて決定した。コアデータは、マイクロソフト社の Access のファイル形式(.mdb)で HRD システム内に格納する。

なお、コアデータに収納されているデータは既存情報を基に構築されたものであり、不完全な情報も多く含まれている。これらの水力発電資源情報の追加、更新は今後、DOE 職員によって行われるものである。

表 7.3-1 “コアデータ” のカテゴリー

Category	Item
Status	Project ID, Status
Project Information	Project Name, Max Output, Power Generation Type
Location	Region, Province, Municipality, Barangay
River	River Basin, River Name
Coordinates	Coordinates of Intake and Powerhouse
Elevation	Intake Elevation, Tailrace Elevation
Owner	Project Owner, Contact Address
Contract Information	Contract No., Registration Number, Signed Date, Type of Contract
Power Supply	User or Purchaser, EC Area
Project Study	Project Study Type, Study Date, Study Sponsor, Study Author, Site Reconnaissance
Reservoir	HWL, LWL, Reservoir Volume, Effective Reservoir Volume
Hydrology	Catchment Area, Maximum Discharge, Firm Discharge, Flood Discharge
Power Generation	Gross Head, Effective Head, Efficiency, Firm Output, Plant Factor, Annual Power Generation
Main Facilities	Dam/Weir, Headrace, Surge Tank/Head tank, Penstock, Powerhouse, Access road, Turbine, Generator, Substation, Transmission
Project Evaluation	Construction Cost, Unit Cost, EIRR, FIRR
Socio-Environment	Protected Area, Volcano Area
Geology	Geology
Commissioning	Year Commissioned
Annual Energy Generation	Annual Energy Generation

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Update All	Status		Location						River	
Project ID	Site	Site	Role	Island	Region (at M. Area)	Province	Municipality	Barangay	River Basin	Stream
1001	1	1				6 Aklan	Hadadag			Timabasan River
2001	2	2	Existing	Mindanao	10	Misamis Oriental	Cibola			Cabulan River
3001	3	3		Mindanao	10	Bukidnon	Bumpon and Ubona			Bumponan River
4001	4	4			13	Agusan del Norte	Cabasaran			Cabasaran River
5001	5	5			13	Agusan del Norte	Labonga			Puro River
6001	6	6			10	Bukidnon	Minduyog and Sumiao			Tayagan River
7001	7	7			10	Bukidnon	Bumpon			Tumabong River
8001	8	8			ICAR	Benquet	Kabalan			Agno River
9001	9	9			8	Negros Occidental	Murcia			
10001	10	10			7	Negros Oriental	Sumgilit			Babalan Lake
11001	11	11			8	Negros Occidental	Kabanisan			Hilagaban River Lower
12001	12	12			8	Negros Occidental	Kabanisan			Hilagaban River Lower
13001	13	13			8	Negros Occidental	Mindasac			Hiligaban River
14001	14	14			8	Negros Occidental	Mindasac			Hiligaban River
15001	15	15			8	Negros Occidental	Igbas			
16001	16	16			8	Antique	San Remigio			Hiligaban River
17001	17	17			8	Antique	San Remigio			Hiligaban River
18001	18	18			ICAR	Benquet	Abo			Ompong River
19001	19	19			8	Negros Occidental	Igbas			Taquin River
20001	20	20			8	Negros Occidental	Igbas			Taquin River
21001	21	21			8	Negros Occidental	Igbas			Tumabong River
22001	22	22			8	Negros Occidental	Igbas			Turbo River
23001	23	23			8	Antique	San Remigio			
24001	24	24			8	Antique	San Remigio			
25001	25	25			8	Antique	San Remigio			
26001	26	26			ICAR	Benquet	Tapan Sul Tuza			
27001	27	27			ICAR	IIIa Province	Basob			Amilugan River
28001	28	28			ICAR	IIIa Province	San			Oronina River
29001	29	29			ICAR	IIIa Province	Basob			Basoban River
30001	30	30			ICAR	Benquet				Buquits River
31001	31	31		Luzon	2	Isabela	Igan			
32001	32	32		Luzon	10	Central Mindoro	Baco			
33001	33	33			ICAR	Benquet	Camlog			
34001	34	34			ICAR	Benquet	Kabalan			
35001	35	35			7	Negros Oriental	Su Bengo			
36001	36	36			7	Negros Oriental	La Urdab			
37001	37	37			ICAR	Kalinga	Pasi			
38001	38	38			ICAR	Kalinga	Pasi			
39001	39	39			ICAR	Kalinga	Babalan			
40001	40	40			7	Negros Oriental	Basob			
41001	41	41			7	Negros Oriental	Sta Catalina			Bilopong River
42001	42	42	Existing	Luzon	ICAR	Benquet	Babalan			Basob River
43001	43	43	Existing	Luzon	ICAR	Benquet	La Trinidad			

図 7.3-2 コアデータのイメージ

(2) GIS データ (Shape Files)

4章で収集した情報を基に、HRD システムに搭載する GIS ファイルを構築した。ファイル形式は ArcGIS の Shape ファイル (.shp) を用いる。Shape ファイルは対象物の形状、位置および種々の属性情報をポイント、ライン、ポリゴン (任意の形状) で GIS ソフト上に表示するためのデータである。データベース内に格納されているデータのリストを以下に示す。

1) 水力発電ポテンシャルサイト

データベースに登録されている 1,952 地点のうち、現時点で位置座標が明らかな地点は、本業務で追加した 252 地点を含む 648 地点である。座標情報がない地点については、既存データに基づいて、バランガイ中心あるいはミニシパリティ中心として位置を仮に設定し GIS 上にプロットしている。なお、こうした座標情報の有無の状況については、データベースの各地点情報に記載されている。(2012年2月時点)

また、プロジェクトの施設レイアウトが整備されている地点、および本業務において選定された 252 地点については、取水地点、発電所を含めた水路レイアウトの GIS データを作成した。

2) 電力施設

国家送電会社 (NGCP : National Grid Corporation of the Philippines) が提供した資料を

基に、送電線ルート、変電所等を GIS データ化した。データ化した送電線の電圧階級は、69kV、115kV、138kV、230kV、230kV、500kV の5階級である。安全保障上の理由から NGCP からは GIS データ等の正確な位置情報が得られなかったため、受領した送電線系統図（図 4.4-1）を基に送電線ルートのトレース及び変電所をプロットすることで GIS データ化した。

3) インフラ情報

道路及び橋梁の位置情報のデータは、公共事業道路省（DPWH : Department of Public Works and Highway）の治水砂防技術センター（FCSEC : Flood Control Sabo Engineering Center, DPWH）より GIS データの提供を受けた。これらのデータは、1/250,000 地形図を基に作成されている。

4) 水文情報

基本的な河川及び流域界の GIS データは、FCSEC より GIS データの提供を受けた。このデータはフィリピン全土を網羅しているが、1/250,000 地形図を基にしたもので精度が必ずしも高くないため、本業務の対象地域については、1/50,000 地形図をトレースすることで、河川及び流域界の GIS データを作成した。また、雨量観測所は天文気象庁（PAGASA : Philippine Atmosphere, Geophysical and Astronomical Services Administration, DOST）、流量観測所は調査基準局（BRS : Bureau of Research and Standards, DPWH）から入手した資料より位置情報を整理し、GIS データ化した（それぞれ図 4.7-1、図 4.7-5 参照）。さらに、気候区分、水資源区域及び年間降水量分布についても入手した資料（それぞれ図 3.4-1、図 3.4-2、図 4.7-2 参照）およびそれらを基に区分した流況曲線区分（詳細は、4章 4.7. 5 節、表 4.7-5 および図 4.7-7 参照）をトレースすることで GIS データ化した。

5) 電力需要エリア

図 2.3-1 に示された電力需要エリアの資料をトレースすることで、ECs 及び民間配電事業者（PIOUs : Private Investor-Owned Utilities）の管轄区分の GIS データを作成した。

6) 社会・環境

社会・環境に関する情報としては、図 4.9-2 に示す環境天然資源省（DENR : Department of Environment and Natural Resources）による自然環境保護地区の分布図をトレースすることで GIS データを作成した。

7) 地質

地質情報としては、図 4.8-1 に示す DENR の鉱山・地質科学局 (MGB : Mines and Geosciences Bureau, DENR) により提供された地質図をトレースすることで GIS データを作成した。また、活断層については、図 4.8-3 に示すフィリピン地震火山研究所 (PHIVOLCS : Philippine Institute of Volcanology and Seismology, DOST) により提供された活断層分布図をトレースすることにより GIS データを作成した。さらに、活火山の分布については、PHIVOLCS により提供された活火山リスト (表 4.9-1) に記載された緯度経度の情報を基にプロットし GIS データ化した (図 4.9-6 参照)。

8) 行政界

行政界の GIS データとしては、地域、州、ミニシパリティ、バラングアイの 4 種の境界のエリアデータを FCSEC より提供を受け、整理した。各データは、2002 年時点の情報を基に作成されている。

9) 地形情報

地形情報としては、4 章の 4.5 節に示すように、SRTM と 5 万分の 1 地形図の 2 種類を GIS データとして整理した。SRTM は、米国地質研究所 (USGS : United States Geological Survey) の Web ページよりダウンロード、また、5 万分の 1 地形図は FCSEC より提供されたデータを整理して本データベースに実装した。

表 7.3-2 (1) データベースに格納される基本的なデータの一覧

No.	データ項目	ファイル名(*.shp/.shx/.dbf/.prj)	備考
1. 水力発電ポテンシャルサイト			
1-1	Point of Project Sites	C01_Awarded.shp C02_Applying.shp E01_Existing_Mini.shp E02_Existing_Major.shp E03_Existing_Others.shp J01_JICA_Potential_with_SR.shp J02_JICA_Potential.shp P01_Potential_Mini.shp P02_Potential_Major.shp P03_Potential_NEA.shp P04_Potential_NPC.shp Temporary.shp	Point Point Point Point Point Point Point Point Point Point Point Point
1-2	Project Layout	Catchment_Area.shp Dam_Layout.shp HeadRace(OpenChannel)_Layout.shp HeadRace(Tunnel)_Layout.shp Intake_Layout.shp Penstock_Layout.shp Powerhouse_Layout.shp Reservoir_Final.shp Structure_Layout.shp SurgeTank_HeadTank_Layout.shp TailRace_Layout.shp Waterway_Layout.shp	Polygon Polygon Polygon Polygon Polygon Line Polygon Polygon Polygon Line Line Line

表 7.3-2 (2) データベースに格納される基本的なデータの一覧

No.	データ項目	ファイル名(*.shp/.shx/.dbf/.prj)	備考
1-3	Additional information of reconnaissance survey	50_SR_Access_Road.shp 50_SR_Trail.shp 50_SR_Waypoints.shp	Line Line Point
2. 電力施設			
2-1	Location of transmission lines and substations (existing, under construction or consideration)	TransLine.shp	Line
2-2	Substations	Substation.shp	Point
2-3	Location of high-voltage distribution lines (existing, under construction or consideration)	SubCable.shp	Line
3. インフラ			
3-1	Roads and bridges	LRS.shp Bridges.shp	Line Point
4. 水文情報			
4-1	River System Areas and River Lines	RiverSystemArea.shp RiverBasin.shp RiverLines.shp RiverSystemArea_Detail.shp RiverLines_Detail.bds.shp	Polygon Polygon Line Polygon Line
4-2	Rainfall Gauging Stations	RainfallGaugingStation.shp	Point
4-3	Riverflow Gauging Stations	RiverflowGaugingStation.shp	Point
4-4	Water Resources Region	WRR_Area.shp	Polygon
4-5	Climate Region	ClimateRegion_Area.shp	Polygon
4-6	Annual Rainfall Distribution	AnnualRainfall_Area.shp	Polygon
5. 電力需要エリア			
5-1	Electrification Cooperative (Dissolved)	EnergizedCoopSystem_Dissolved.shp	Polygon
5-2	Electrification Cooperative (EC)	EnergizedCoopSystem.shp	Polygon
6. 社会・環境			
6-1	Environmental protection area	ProtectedAreas.shp	Polygon
7. 地質等			
7-1	Geological map	Geology.shp	Polygon
7-2	Active faults	Faults.shx	Line
7-3	Active volcanoes	ActiveVolcanoes.shp ActiveVolcanoes_Buffer.shp	Point Polygon
8. 行政界			
8-1	Political boundaries (state boundaries, city boundaries)	RegionalBound.shp ProvincialBound.shp MunicipalBound.shp BarangayBound.shp	Polygon Polygon Polygon Polygon
9. 地形情報			
9-1	SRTM	phi-dem-utm.img	Raster
9-2	1/50,000	Map_50,000_Geodatabase.gdb	Raster

(3) プログラムデータ (Program Data)

プログラムデータは、流況曲線、河川縦断図、水路縦断図、現地踏査レポート、3次元鳥瞰図ならびに対象地点プロジェクトの情報を表示するようになっている。このプログラムは、情報の総括に必要なものをデータファイルとプログラムデータファイルから呼び出すようになっている。これらのプログラムファイルの多くは、「Visual Basic」または「Visual Basic Application」によって構築した。

表 7.3-3 各機能と関連するプログラム

No.	Function	Program name	Program Data
1	HRD Main System	Philippines GIS. mxd	-
2	Site Search Function	SelectSiteList.exe	-
3	Duration Curve Viewer	DurationCurveViewer.exe	Duration Curve Data (CSV)
4	River Profiles Viewer	RiverProfilesViewer.exe	River Profiles Data (CSV)
5	Project Information Viewer	PotentialSitePdfViewer.exe	Project Information Data (PDF) Site Reconnaissance Report(PDF)
6	Layout Profile Viewer	LayoutViewer.exe	Layout Profile Data (CSV)
7	3D Bird Eye	“GoogleEarth.exe”	3 D Bird’s eye Data (KMZ)
8	Maintenance System	Maintenance Philippines GIS. mxd	-

HRD システムの実行用のプログラムとデータファイル構成を以下に示す。

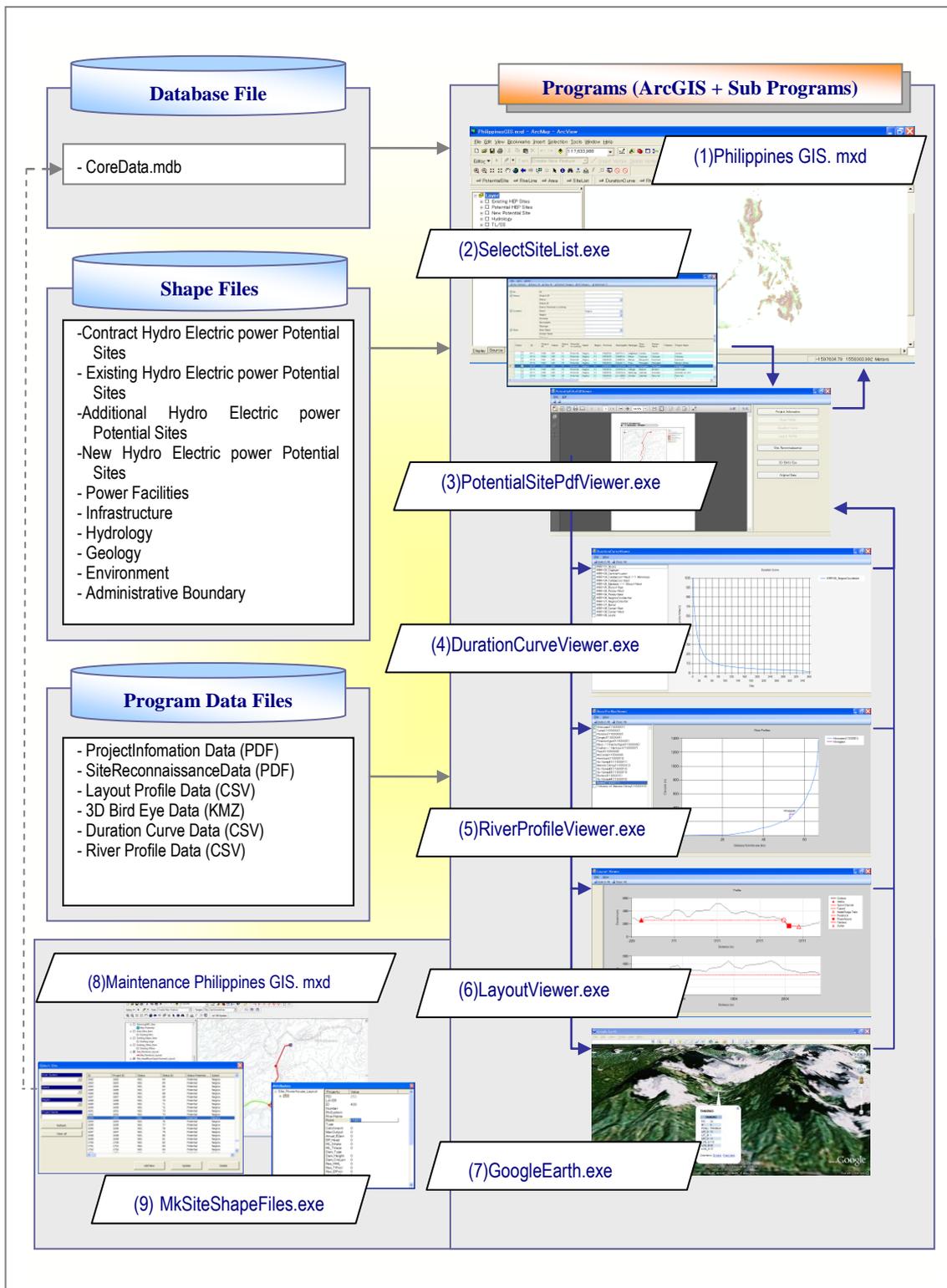


図 7.3-3 プログラム構成と関連データファイル

7.3.3 データベースシステムの機能

HRD システムの画面イメージと操作を以下に示す。

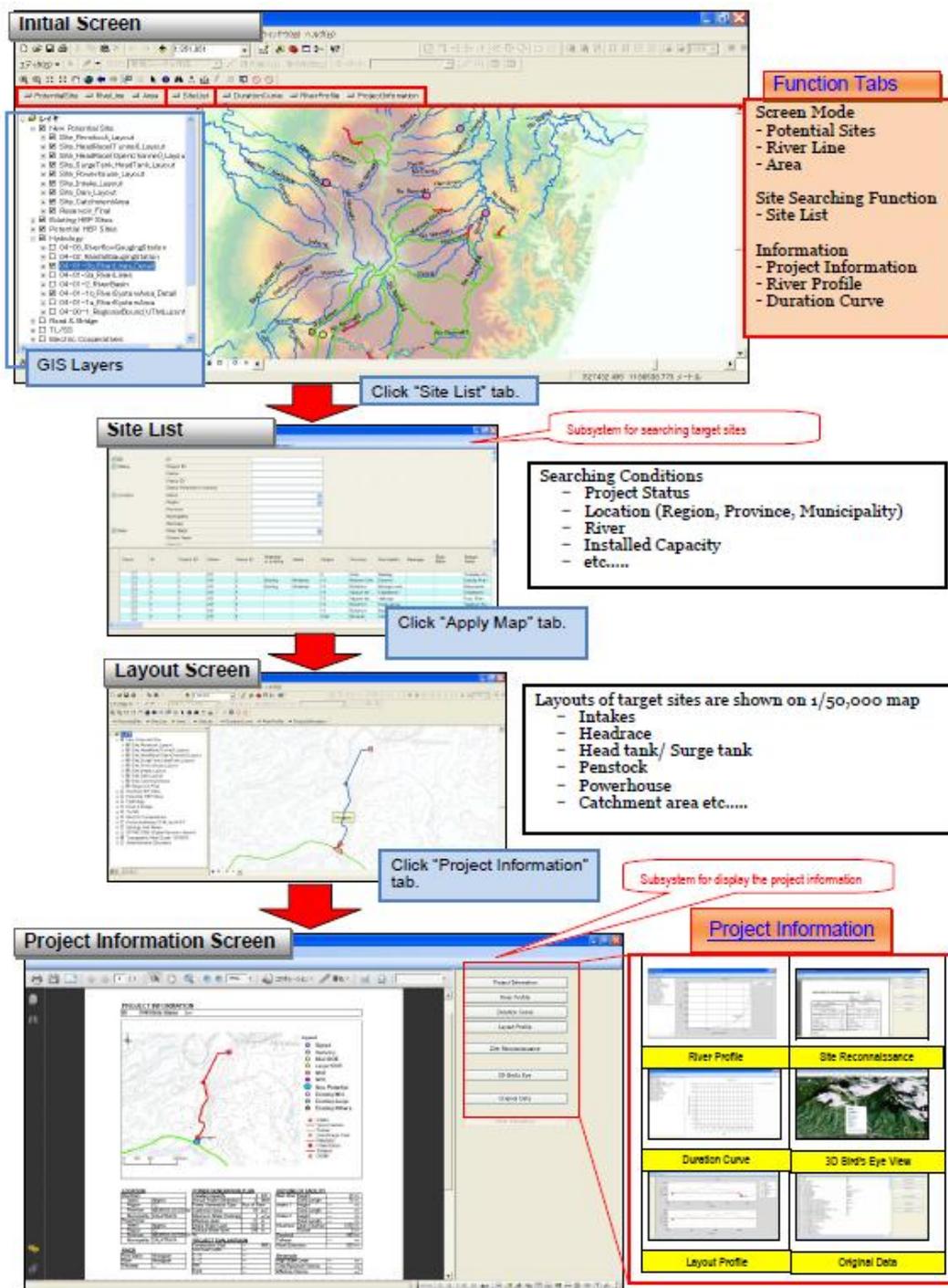


図 7.3-4 HRD の操作手順

(1) 地図の閲覧

HRD システムの地図閲覧画面では、ポテンシャル地点、水文情報、インフラ情報、環境情報、地形図等の各レイヤー情報の閲覧が可能である。データベースの地図閲覧画面、地点の閲覧例、検索画面を以下に示す。

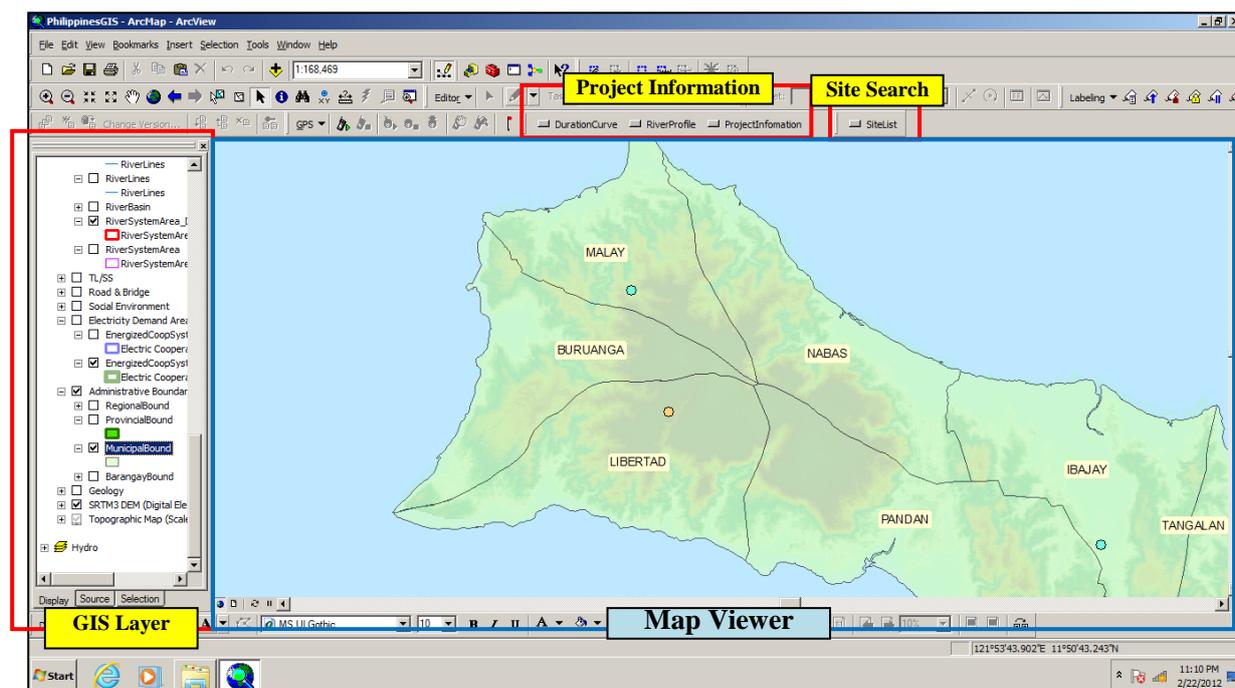


図 7.3-5 データベースの地図閲覧画面

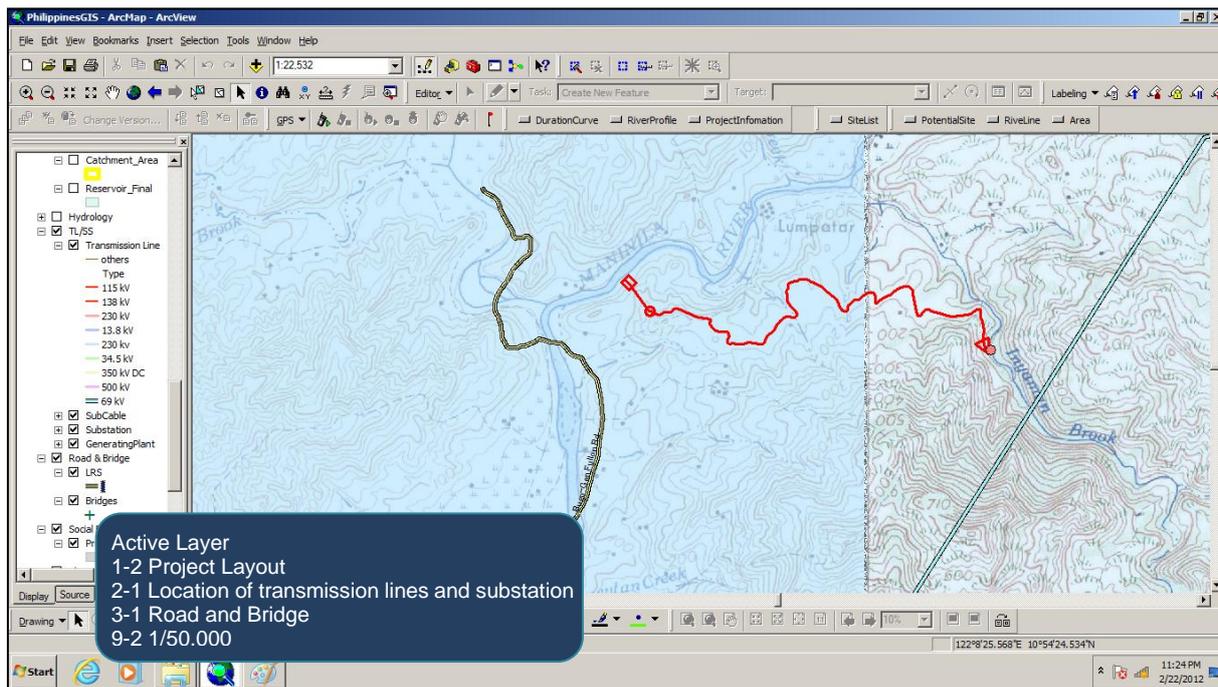
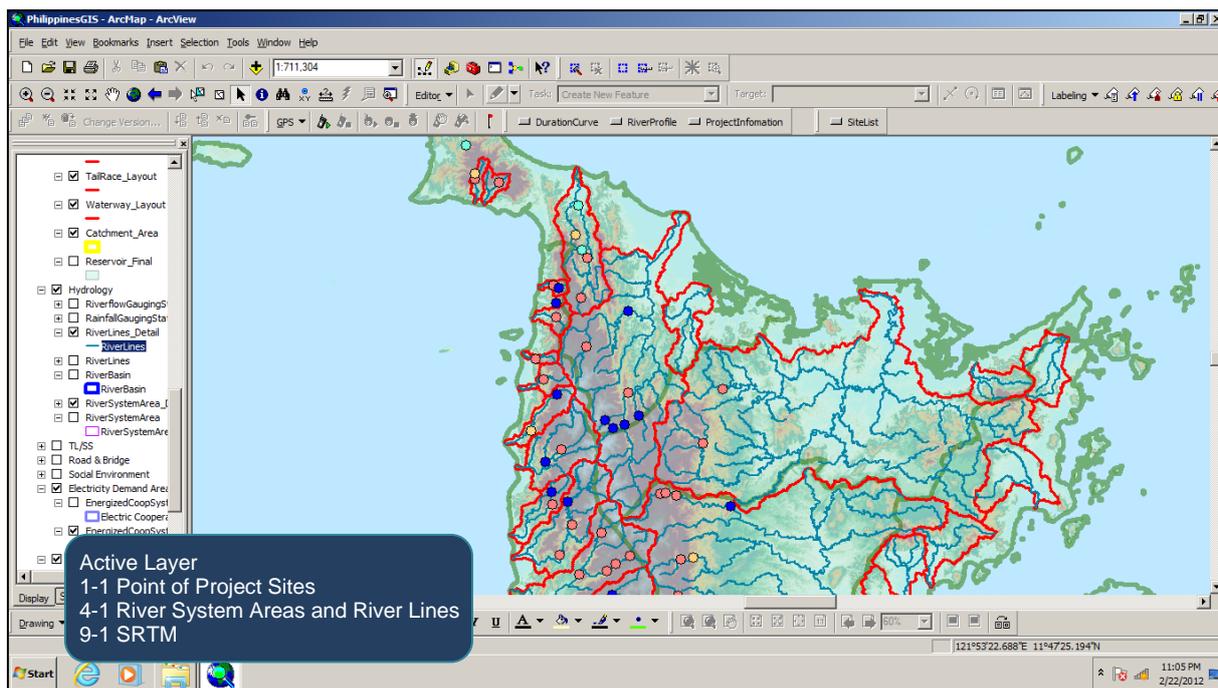


図 7.3-6 地図の閲覧画面

(2) 地点の検索

ユーザーは、「検索 (Site List)」ボタンを押すことによって閲覧対象とする地点を検索することができる。ユーザーは対象地点を種々の検索条件によって絞り込むことができるようになっている。

地点の検索は図 7.3-6 に示すように、各項目に検索条件 (プロジェクト ID、ステータス、名称、島、水系、出力など) を入力することで地点を検索することができる。具体的な検索項目としては前出の表 7.3-1 に示されている。

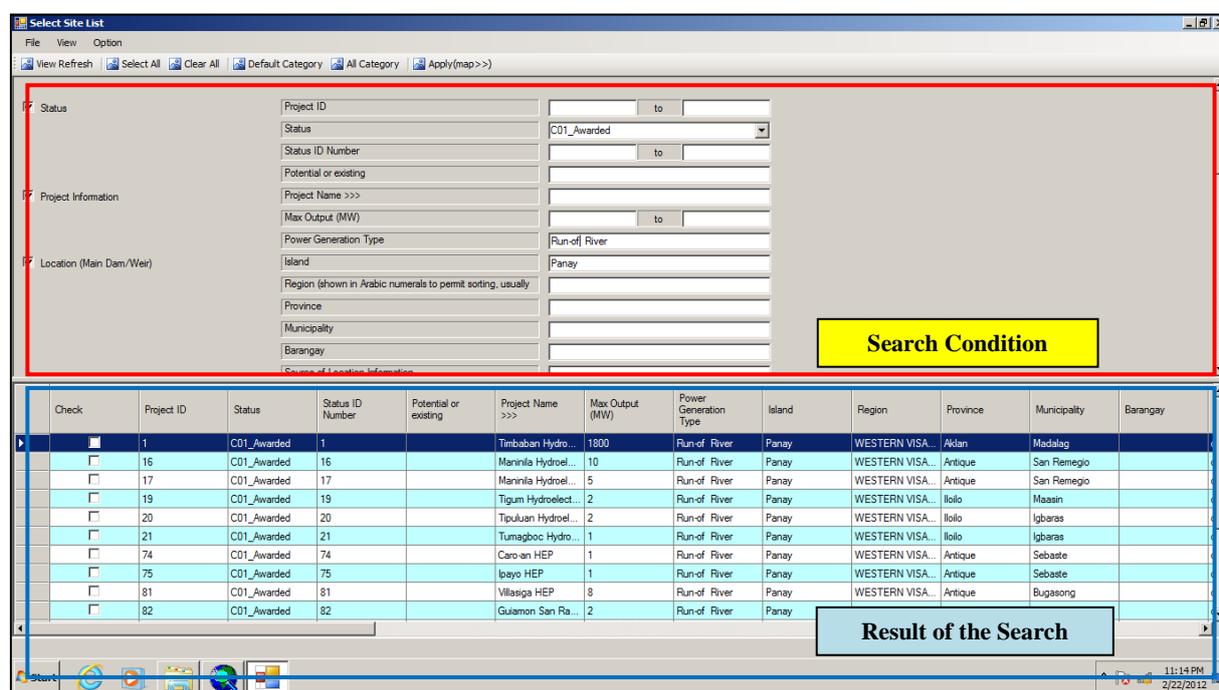
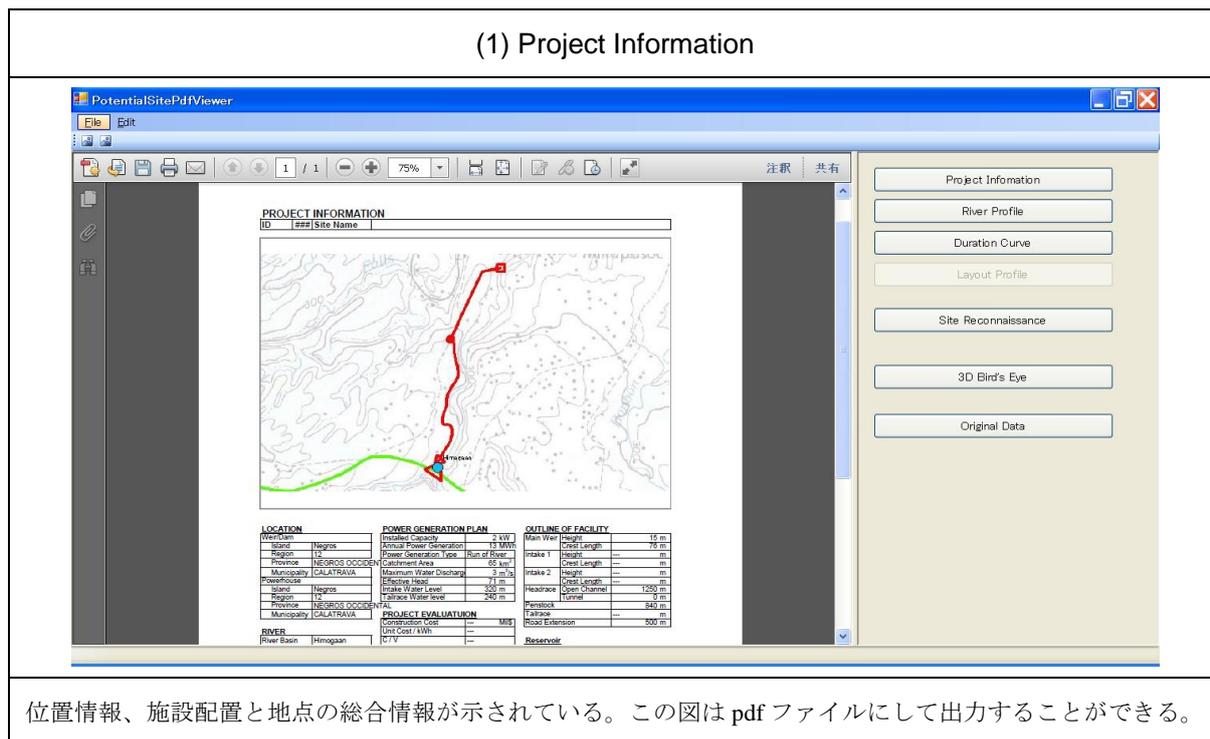


図 7.3-7 データベースの地点検索画面

(3) 地点情報の閲覧

1) 地点情報 (Project Information)

地点情報の一覧票は、本データベースより自動的に PDF 形式で作成され、GIS データ及び本システムに関連付けられており、地点情報を選択することでこの帳票を表示することができる。



位置情報、施設配置と地点の総合情報が示されている。この図は pdf ファイルにして出力することができる。

図 7.3-8 (1) 「Project Information」の表示詳細

2) 河川縦断図 (River Profiles)

河川縦断図は、4章の4.7.2節に示すように5万分の1地形図を基に作成され、CSVデータとして本データベースシステムに格納した。これら河川縦断データは、GIS上の各河川及びその河川に位置する既設水利施設、ポテンシャル地点に関連付けられており、河川を選択するあるいはプロジェクトを選択することで、河川縦断図を表示することができる。また、そのプロジェクト地点を河川縦断データに登録することで、図上にプロジェクトの位置を示すことができる。

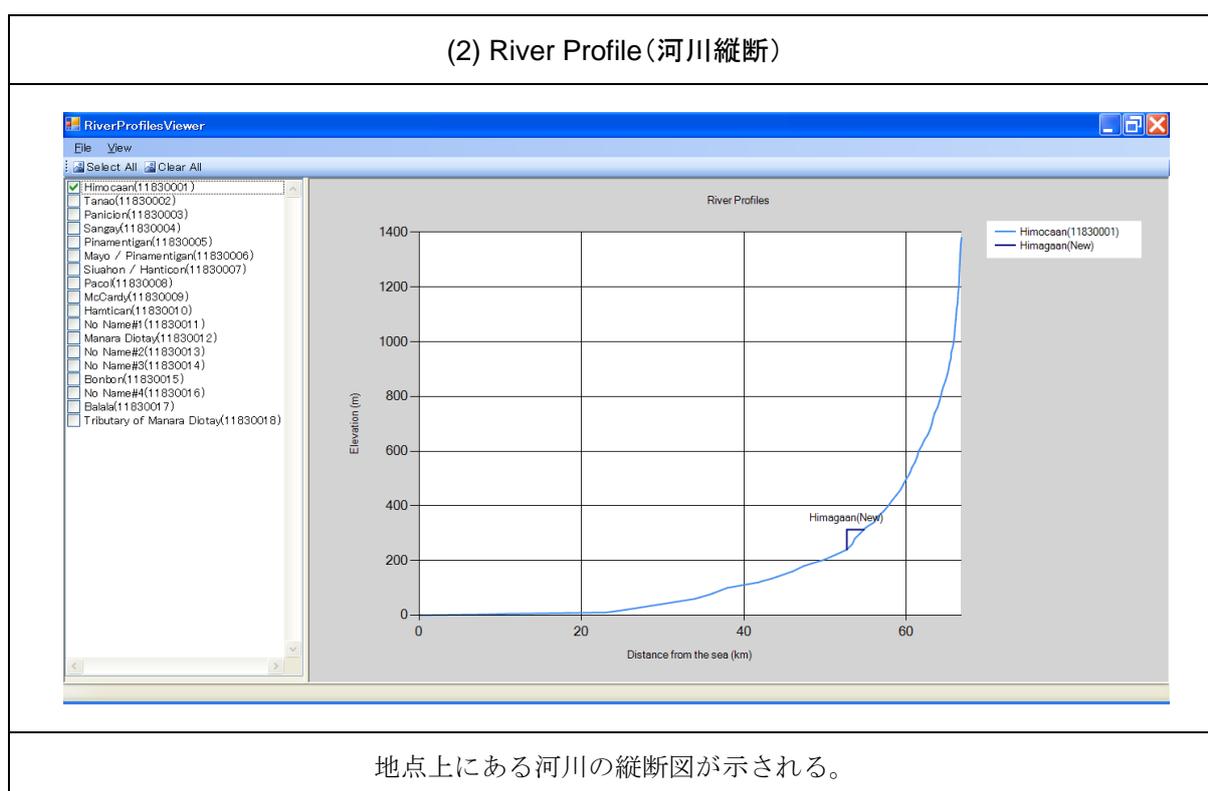


図 7.3-8 (2) 「Project Information」の表示詳細

3) 流況曲線 (Discharge-Duration Curve)

4章の4.7.5節及び5章の5.6.4節で作成された流況曲線のデータをCSVデータとして保存し、各ポテンシャル地点とこれらの流況曲線を関連付けすることで、本データベースシステムで呼び出すことができる。

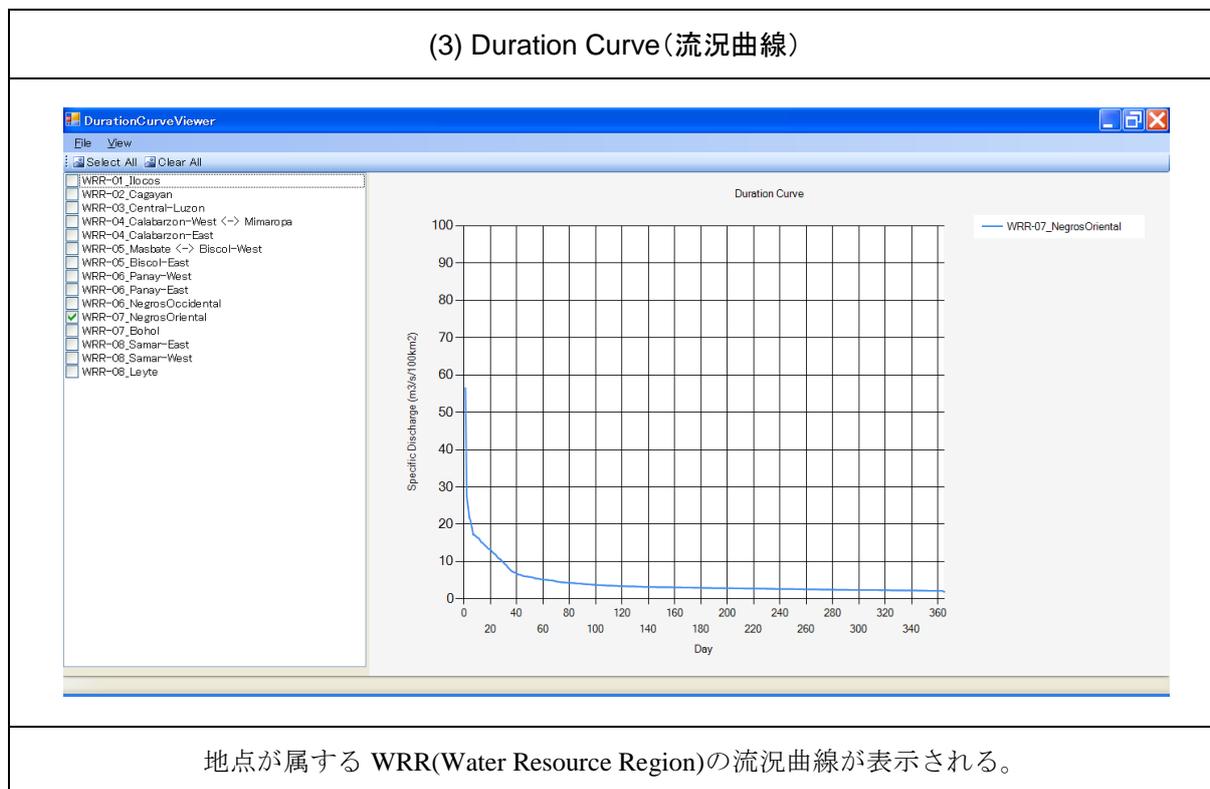


図 7.3-8 (3) 「Project Information」の表示詳細

4) 水路縦断図 (Waterway Profiles)

水路縦断図は、プロジェクト毎に、5万分の1地形図を基にして水路に沿った地形縦断及び水路縦断を作成しCSVデータとして本システムに格納している。プロジェクト地点情報に関連付けることで、本システムにおける地点情報の表示画面において水路縦断図を表示することができる。

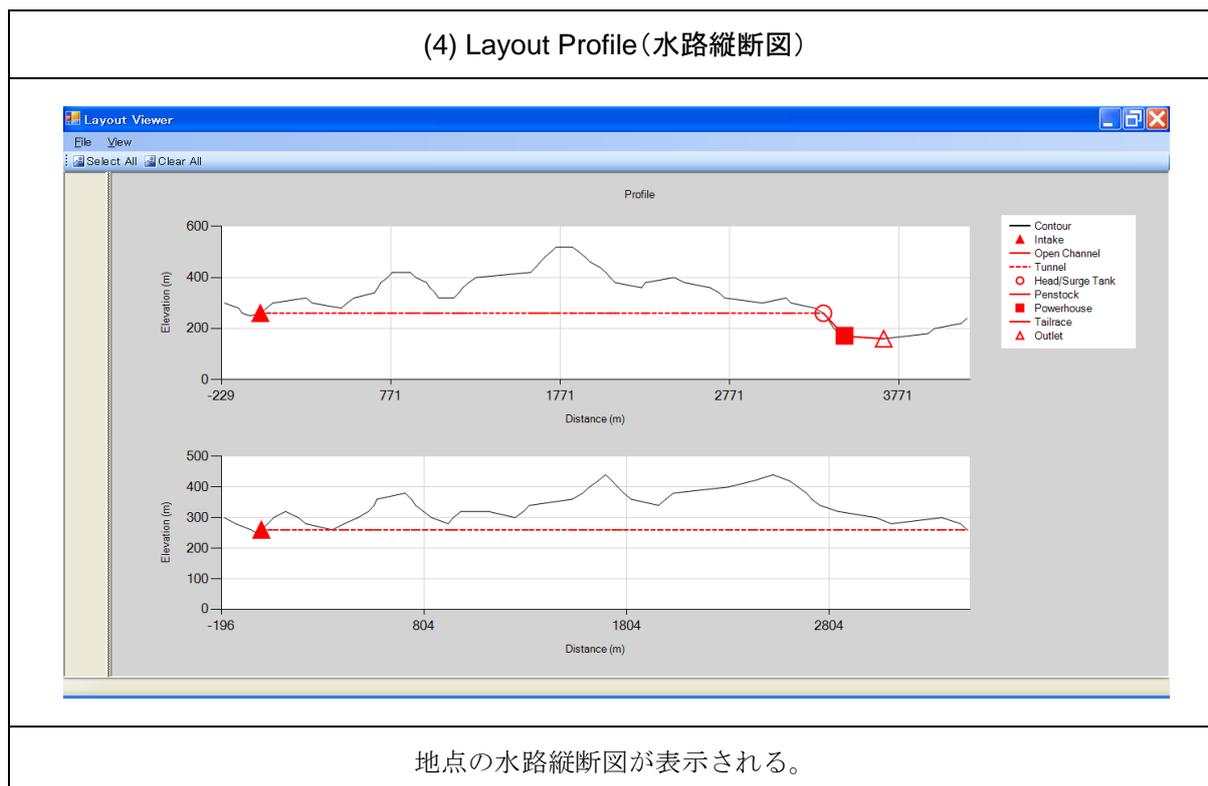


図 7.3-8 (4) 「Project Information」の表示詳細

5) 現地踏査レポート (Site Reconnaissance Report)

現地踏査レポートは PDF 形式で作成し、定められたディレクトリに保存することで、本システムの地点情報を呼び出すことができる。なお、本調査完了時点では、5章で実施した現地踏査レポートがシステムに整備されている。

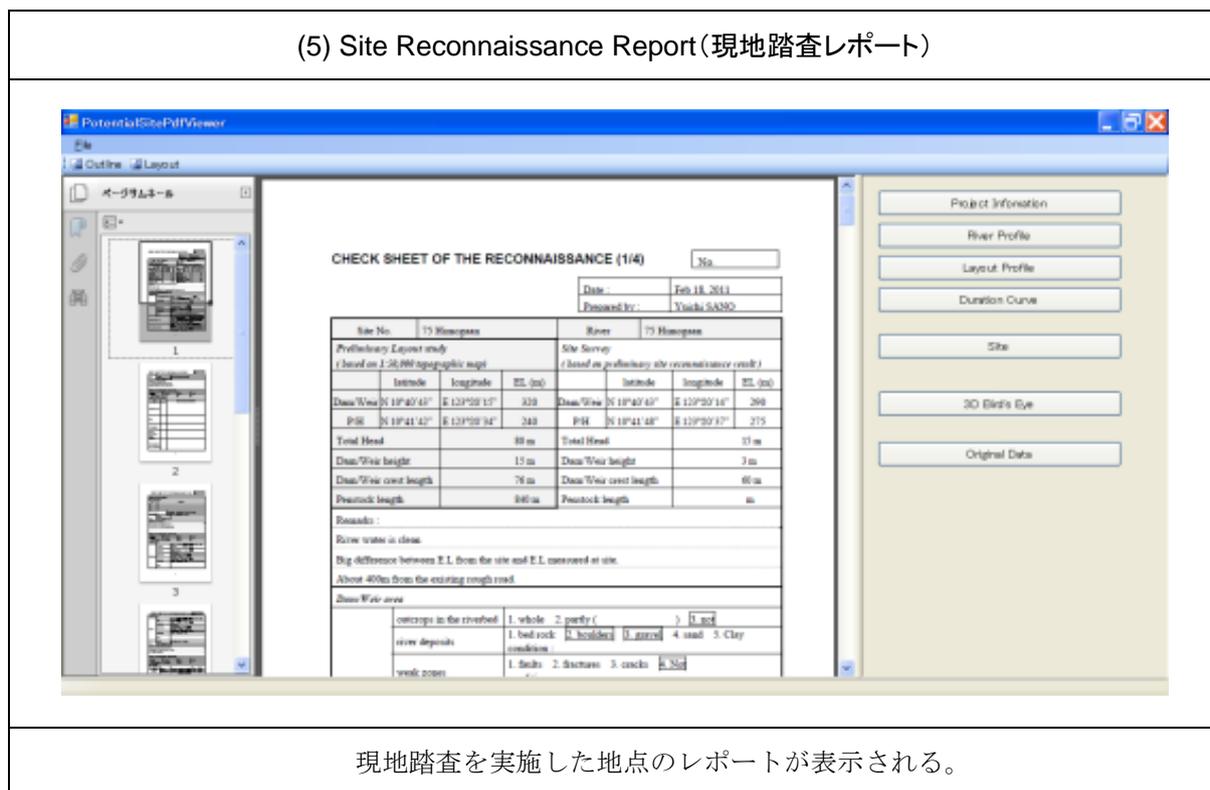


図 7.3-8 (5) 「Project Information」の表示詳細

6) 3次元鳥瞰図 (3D bird Eye View)

3次元鳥瞰図のデータは、Google EarthのKMZデータにより作成し本システムにデータを格納している。プロジェクト地点情報に関連付けることで、本システムにおける地点情報の表示画面において3次元鳥瞰図を表示することができる。

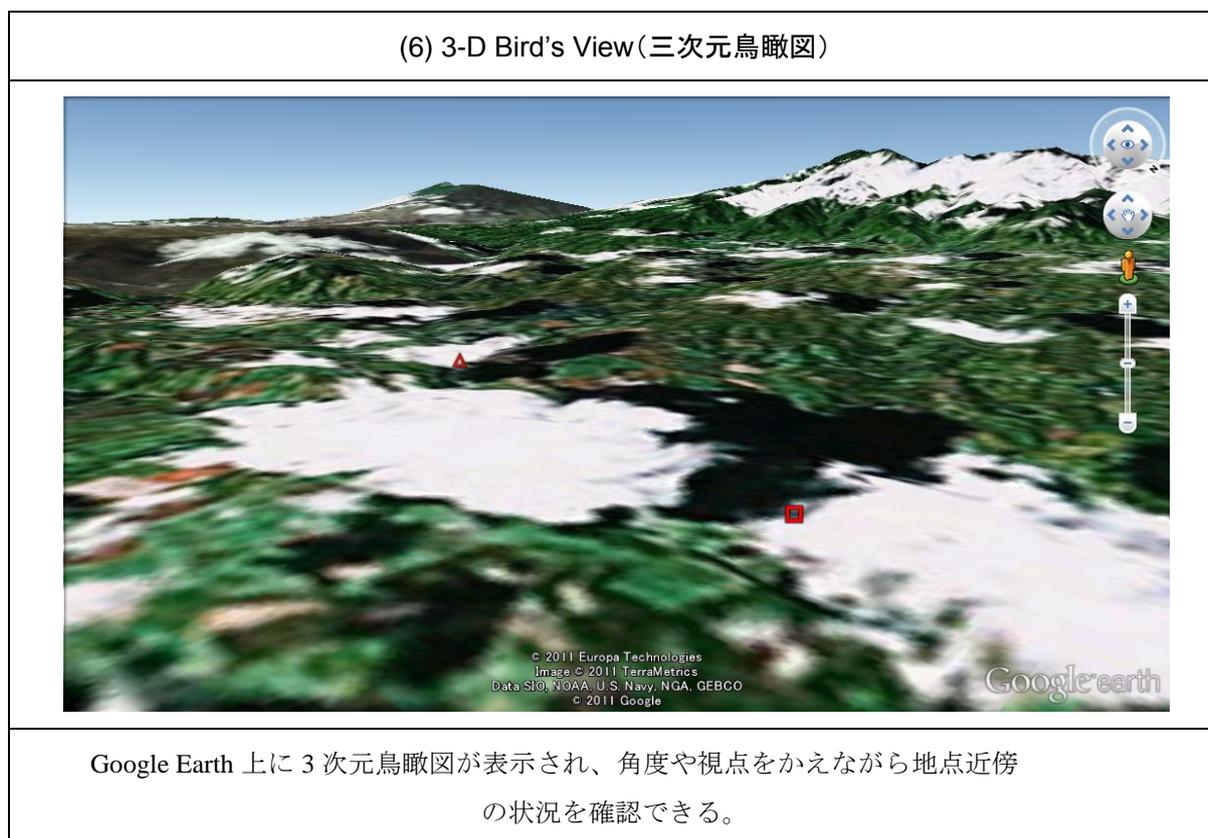


図 7.3-8 (6) 「Project Information」の表示詳細

(3) 地点情報の更新・追加

HRDメンテナンスシステムの画面イメージと機能を以下に示す。

メンテナンス機能を起動した後、ユーザーは「Add New (新規追加)」、「Updating (データ更新)」、「Delete (削除)」の3つの機能から必要なものを選択することができる。例えば、ユーザーが「Updating」を選択した場合、ユーザーは「Selecting Dialog」を用いて「Project Information」のレコードを更新することができる。

ユーザーは更新すべき項目を選択し、テキストボックスの中の文字を上書きし、それを保存することができるようになっている。

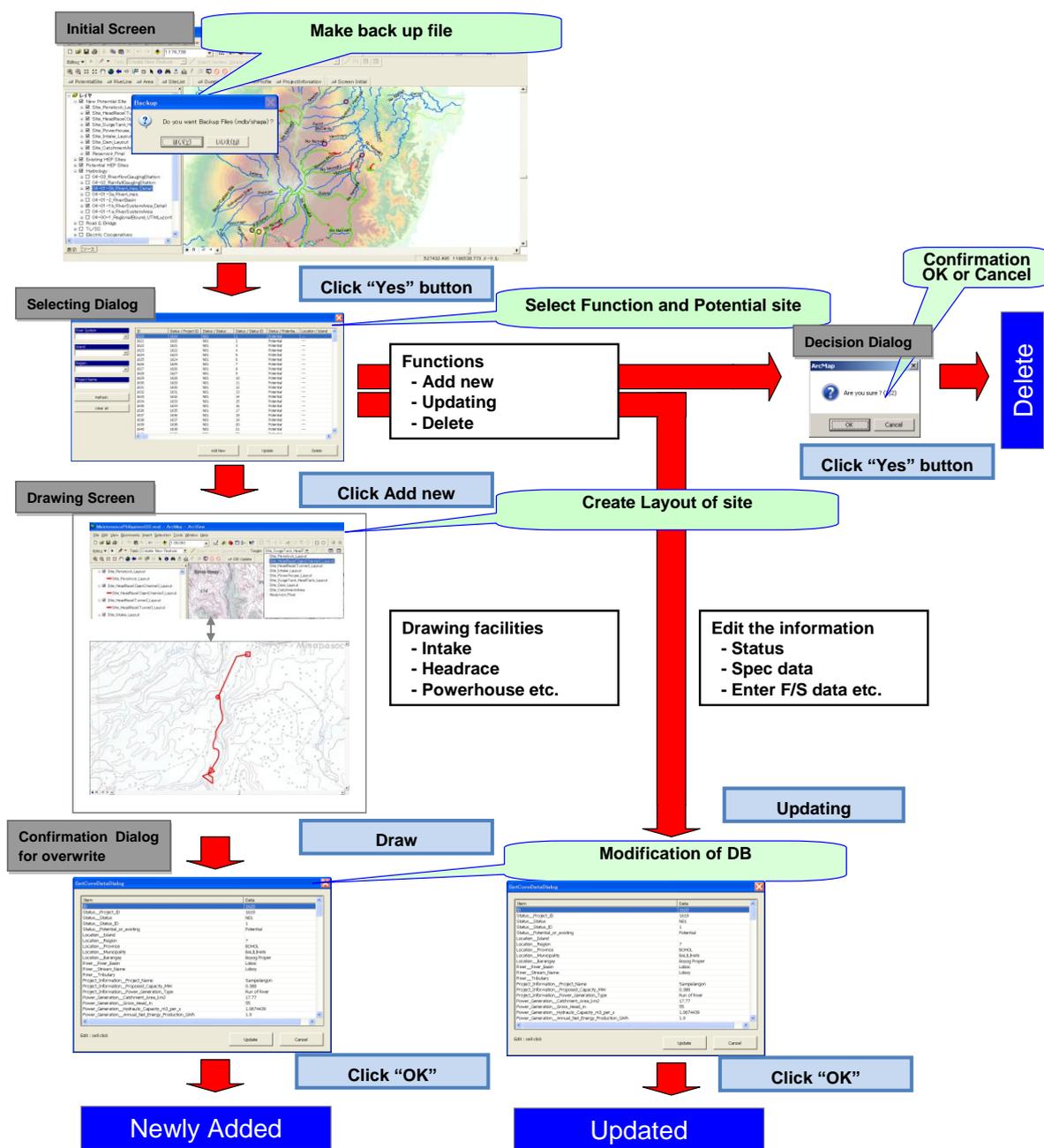


図 7.3-9 HRD メンテナンス機能の操作手順

1) 地点情報の更新

地点情報の更新（新規追加、情報更新、削除）は、プロジェクト情報の入力画面において必要情報や更新情報を入力することで容易に行うことができる。地点情報のうち、取水口地点の位置情報（緯度、経度）を更新することにより、GIS データのプロジェクト位置の情報は自動的に更新される（プロジェクト位置のポイント情報は

取水口地点で認識)。また、プロジェクト諸元情報を修正／新規作成後、プロジェクト地点情報帳票 (Project Information Sheet) の PDF データがシステムにより自動的に更新／作成される。

2) 地点レイアウトの更新

地点レイアウト (ダム/堰堤、発電所位置、水路ルートなど) の更新／作成は、Arc GIS が有する描画機能により行うことができる。この作業後、更新作業を保存することで、上記 1) 同様、プロジェクト地点情報帳票 (Project Information Sheet) の PDF データがシステムにより自動的に更新／作成される。

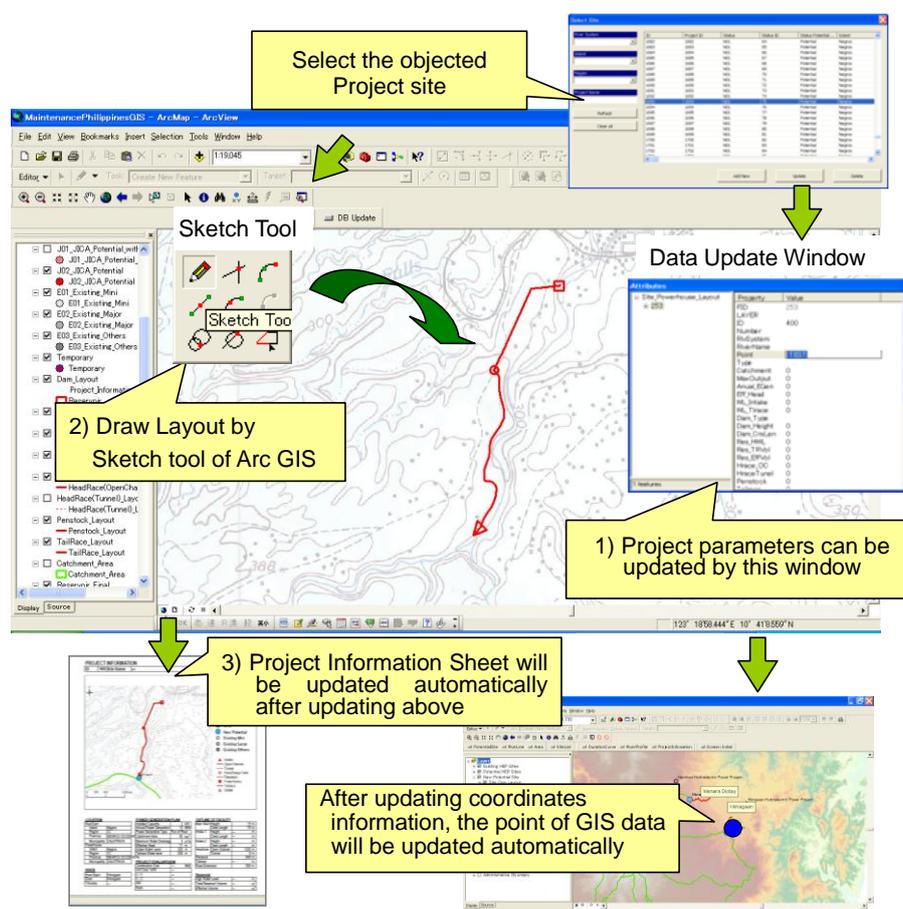


図 7.3-10 地点情報の更新イメージ

3) 関連データの更新

a) プロジェクト情報帳票 (Project Information Sheet)

プロジェクト情報の帳票は、7.3.3 (2)で既述のように PDF で格納されている。本システムにおいて、上記の 1)および 2)においてプロジェクト地点の情報及び地点レイアウトを更新すると、自動的に PDF が作成され、データが更新される。

b) 現地踏査レポート

現地踏査レポートは、PDF データで作成し、プロジェクトの ID で名前を付け、定められた場所にデータを保存することでデータを追加あるいは更新することができる。また、現地踏査レポートは、プロジェクト ID で本システムに関連付けをすることで、当該プロジェクト毎に表示することができる。

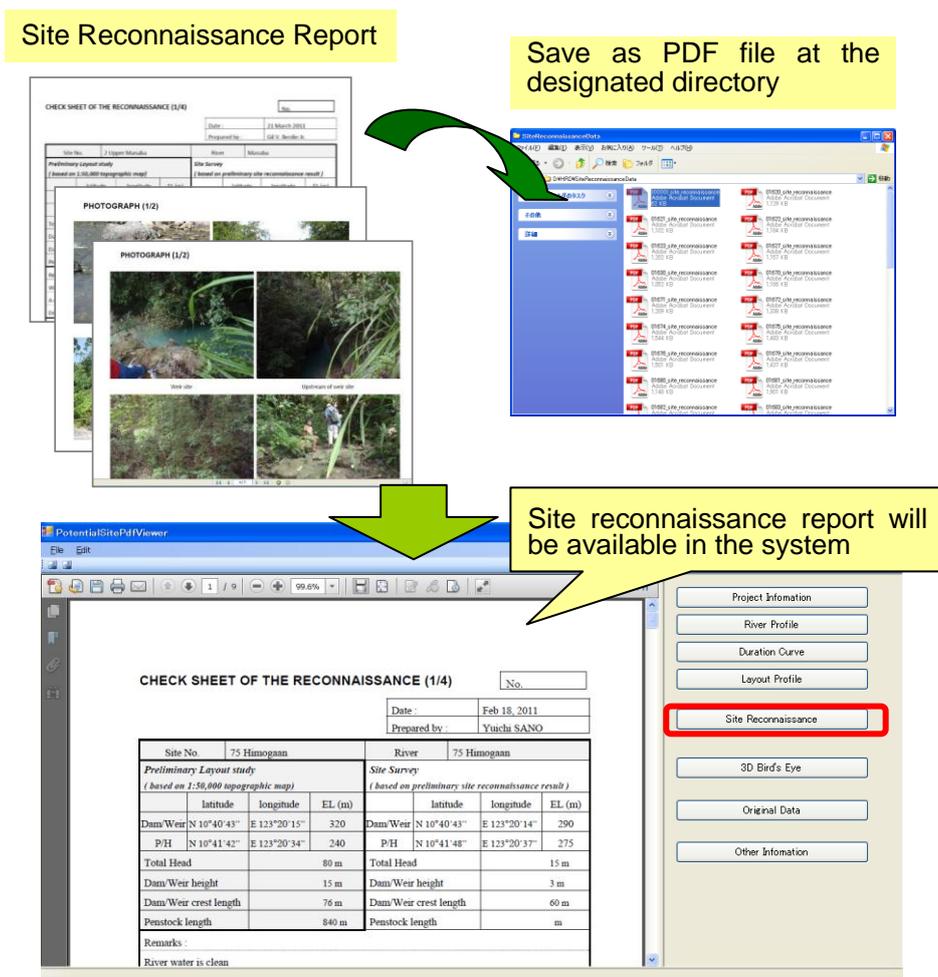


図 7.3-11 現地踏査レポートデータの更新イメージ

c) 水路縦断面図

水路縦断面データは、前節 7.3.3 (2)で既述のように CSV データで作成されている。既存のデータの更新、あるいは同様の形式で作成したデータを追加し、プロジェクト ID で名前付けをしてデータを定められた場所に保存することで、データの更新・追加ができる。

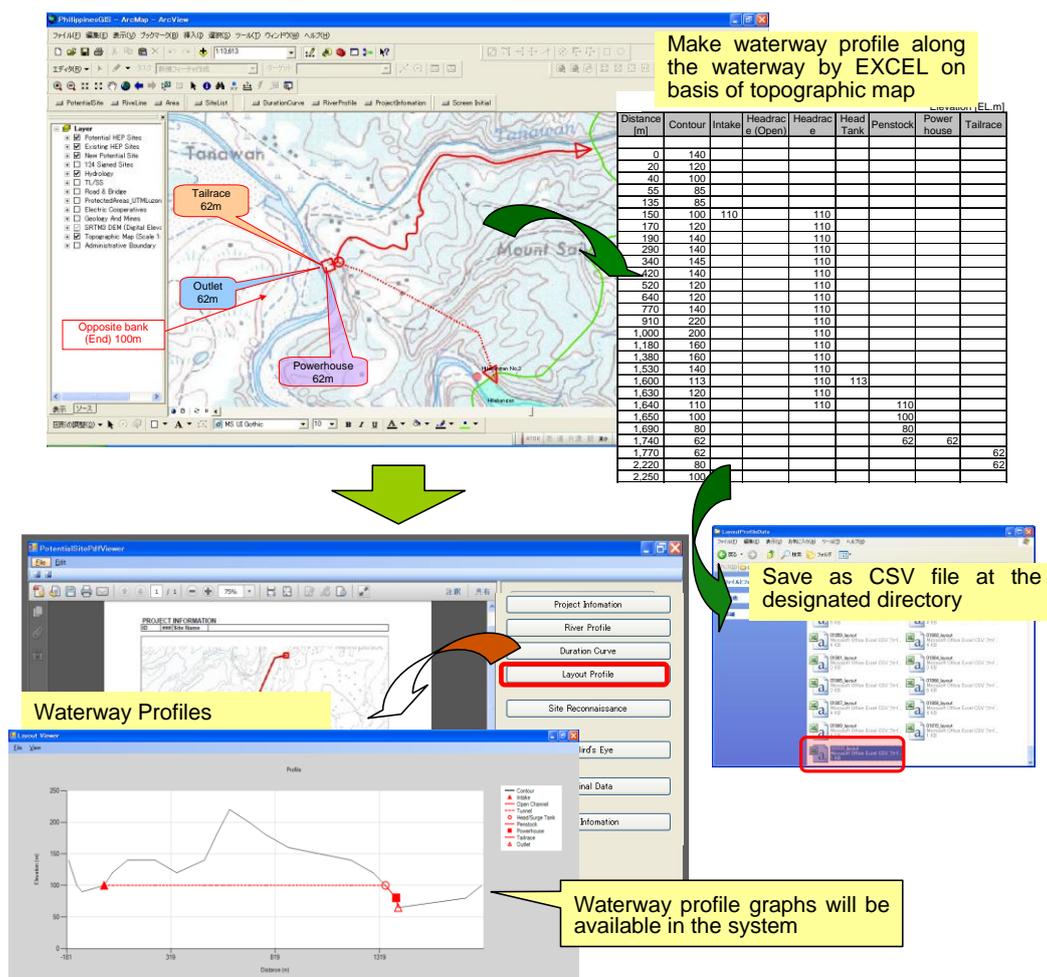


図 7.3-12 水路縦断面図の更新イメージ

d) 河川縦断面図

河川縦断面データは、前節 7.3.3 (2)で既述のように CSV データで作成されている。既存のデータの更新、あるいは同様の形式で作成したデータを追加し、河川 ID で CSV データと河川の GIS データ及びプロジェクト地点の位置する河川 ID と関連付けることで、河川縦断面データの更新・追加ができる。

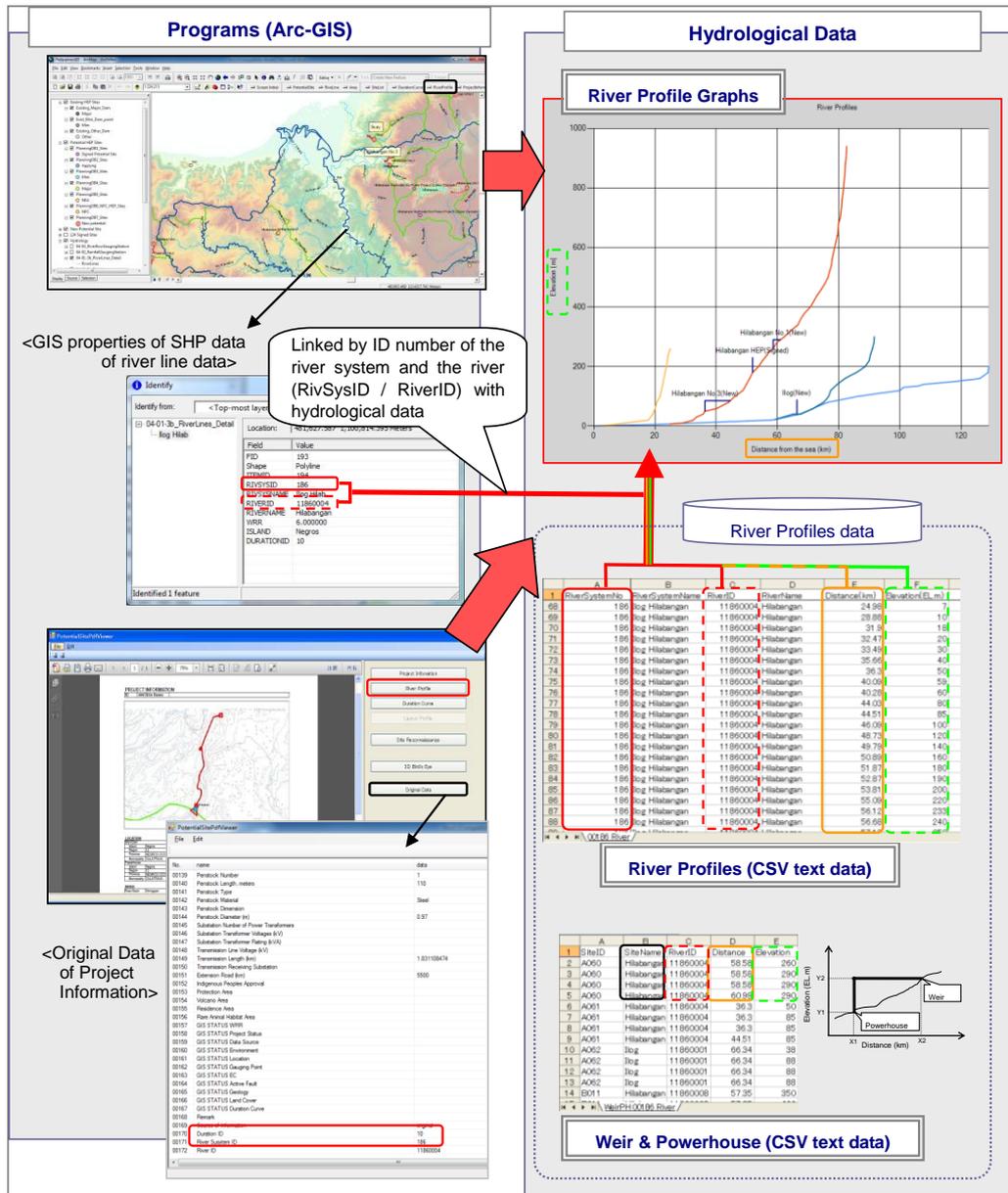


図 7.3-13 河川縦断面図の更新イメージ

e) 流況曲線

流況曲線は、前節 7.2.3 (2) で既述のように CSV データで作成されている。当該ファイルのデータを更新あるいは流況曲線 ID を定めてデータを追加し、プロジェクト地点情報のデータと流況曲線 ID を関連付けることで、そのプロジェクトに該当する流況曲線を当該プロジェクト毎に表示することができる。

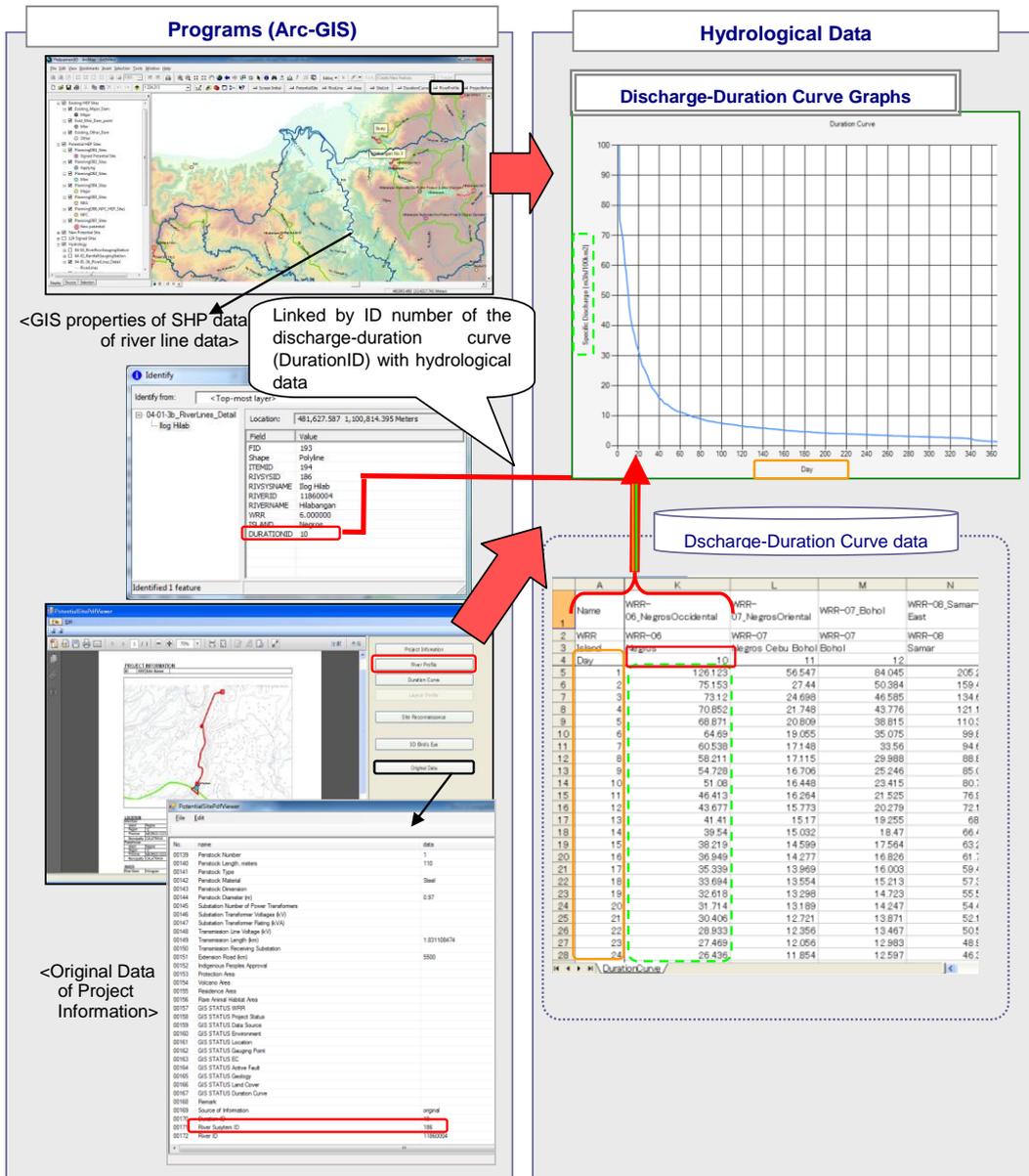


図 7.3-14 流況曲線の更新イメージ