

平成 17 年度温暖化対策クリーン開発メカニズム事業調査
フィリピン・マウンテン州タルビン川小規模水力 CDM 事業化調査
報告書（和文概要版）

平成 18 年 3 月

東 電 設 計 株 式 会 社

第1章 プロジェクト実施に係わる基礎的要素

1.1 提案プロジェクトの概要と企画立案の背景

1.1.1 提案プロジェクトの概要

提案プロジェクトは、フィリピン国コルディラ(Cordillera)自治区マウンテン州の南西部に位置するタルピン川 (Talubin River) の中流域に存在するタルピン (Talubin) 地点とカネオ (Caneo) 地点の 2 地点である。

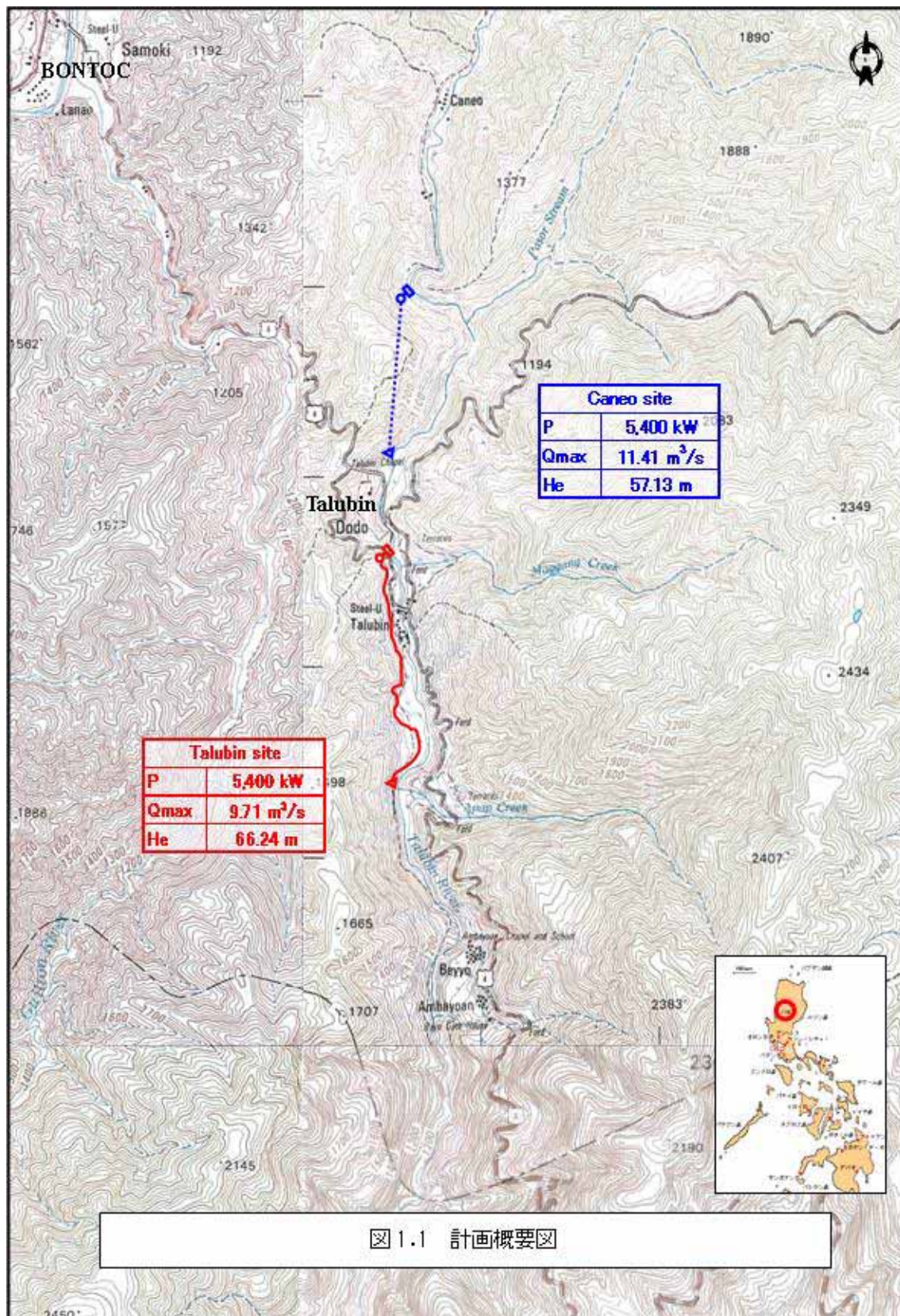
両計画の概要を表 1-1、表 1-2 及び図 1-1 に示す。

表 1-1 タルピン地点計画諸元表

項 目		諸 元	備 考
流域面積(km ²)		70.8	
発 電 計 画	発電方式	水路式・流れ込み式	
	総落差(m)	70.03	
	最大出力(kW)	5,400	
	最大使用水量(m ³ /s)	9.71	
	有効落差(m)	66.24	
	年間可能発生電力量	35,308	
	有効電力量(MWh)	33,543	停止率 5%とする

表 1-2 カネオ地点計画諸元表

項 目		諸 元	備 考
流域面積(km ²)		83.6	
発 電 計 画	発電方式	水路式・流れ込み式	
	総落差(m)	59.87	
	最大出力(kW)	5,400	
	最大使用水量(m ³ /s)	11.41	
	有効落差(m)	57.13	
	年間可能発生電力量	35,073	
	有効電力量(MWh)	33,319	停止率 5%とする



1.1.2 企画立案の背景

本計画地点は、2003 年に東京電力㈱がフィリピン国に IPP 候補地点として発掘したものである。その後、2004 年度に「経済産業省補助事業：平成 16 年度 水力によるクリーン開発メカニズム事業可能性調査のうちフィリピン国におけるタルピン川小水力発電所新設計画のクリーン開発メカニズム事業可能性調査」が実施され、この中で CDM 事業としての可能性が確認されている。

1.2 フィリピン国の電力市場の概要

Philippine Energy Plan 2005 Update によれば本計画地点が位置するルソン系統及びビザヤス系統¹の電力市場は下記のような情勢にある。

(1) 電源構成

- 2004 年時点のルソン - ビザヤス系統の年間総発電量は約 48,870 GWh である。
- 2004 年のルソン - ビザヤス系統電源構成のうち 28.1% が再生可能エネルギーとなっている。
(水力：8.9 %、地熱：19.2 %) 残りの 71.9% は化石燃料ベースであり、その構成は、石油 13.5%、石炭 33.1%、天然ガス 25.3%である。

(2) 電力需給予想

- ルソン - ビザヤス系統のピーク電力需要は 2004 年の 7,889MW から、2014 年には 16,808MW に増加することが見込まれており、その増加率は年間約 7.9%となっている。
- 上記の需要増に対応するためルソン - ビザヤス系統では今後 10 年で 3,450MW の新たな電源開発が必要とされている。
- 新規開発電源 3,450 MW のうち、290MW は既にコミット (Committed projects) されているが、残りの 3,160 MW は未だ開発がコミットされていない計画 (Indicative projects) である。

(3) 将来の需要増に対応するための電力構成

- コミットされている 290MW のプロジェクト (Committed projects) のうち、180 MW は再生可能エネルギーであり、内、風：65MW、バイオマス/ガス：55MW、地熱：60MW である。残りの 110MW は Pinaucan の既設ディーゼル発電所の増設計画である。
- コミットされていないプロジェクト (Indicative projects) の 3,160MW のうち、395 MW は再生可能エネルギーであり、風力：70MW、バイオマス/ガ：115MW、地熱：210MW の構成となっている。残りの 2,765MW は、ディーゼル：15MW、石炭：650MW、天然ガス 2,100MW である。
- 2010 年時点で自国産エネルギー比率を 60%とする目標を達成するためには 911MW の水力開発が必要とされているが、上記の電力構成の中では具体的な計画が存在しない。
- 上記のようにルソン - ビザヤス系統の今後 10 年間の電源開発は化石燃料による発電が主体となっている。とりわけ天然ガス開発が卓越している。

(4) フィリピンにおける小水力発電の現状

¹ ルソン系統及びビザヤス系統は後述するように 1997 年に連系されており、本報告書では両系統を一系統として扱っている。

フィリピンでは 1930 年代以降、55 の小水力発電 (Mini-Hydro²) が開発されている。しかしながら、“Philippines Hydropower Database, Feb.2003, DOE” では、8 発電所が現在運転の出来ない状況にあり、8 発電所が何らかの修繕を必要としている。

また、フィリピンの小水力の設備利用率 (Plant Factor) は上記の 16 発電所を除いても 36% と低く、その計画、施工、運転等に技術的問題を抱えていると言える。参考として、東京電力(株)所有の 10MW 以下、流れ込み式発電所の設備利用率は 76% と、フィリピンの約 2 倍の稼働率となっている。

1.3 フィリピン国における CDM/JI の政策・状況

フィリピン国は 2003 年 11 月、京都議定書を批准し、2004 年 12 月、指定国家担当機関 (DNA) は環境天然資源省 (DENR) が指定された。比国における CDM のガイドラインが 2005 年 8 月に公表され (DENR Administrative Order No.2005-17)、CDM プロジェクト実施のための体制・法整備はほぼ完了している。比国での CDM プロジェクトの承認プロセスの中で、プロジェクトデザインドキュメントの他に PAD (Project Application Document) の提出も義務づけられ、特にホスト国における持続可能な開発への貢献にたいする評価が重要視される。また、エネルギー省 (DOE) は CDM の承認手続きに対して、エネルギー分野に関してのみ技術的評価を行うこととしている (Special order SO2004-07-023)。

1.4 提案プロジェクトによるフィリピン国の持続可能な開発への貢献

- (1) 地方部電気料金の低減と地方部電力供給の安定化
- (2) 電力収益の一部地域還元
 - 総売電収益の地方還付
 - 年間総発電量に応じた交付金

1.5 調査の実施体制

日本側調査協力機関と役割

機関名称	役 割
東電設計株式会社	調査全般の実施

本調査においてはフィリピン国エネルギー省再生可能エネルギー管理局をカウンターパートとした。

² フィリピンでは 10MW 以下の発電所が Mini-Hydro に区分される。

第2章 プロジェクトの立案

2.1 プロジェクト内容

タルピン地点はタルピン村上流に位置し、最大使用水量 $9.71\text{m}^3/\text{s}$ 、有効落差 66.24m により最大 5,400kW を発電する流れ込み式の発電計画である。一方、カネオ地点はタルピン村の下流に位置しており、最大使用水量 $11.41\text{m}^3/\text{s}$ 、有効落差 57.13m により最大 5,400kW を発電する流れ込み式の発電計画である。

タルピン及びカネオ地点の建設工事費は表 2-1 に示すとおりである。なお、同時開発の場合、カネオ地点の送電工事費は不要となる。

表 2-1 建設工事費 (peso)

No.	内 訳	タルピン地点	カネオ地点	同時開発
	準備工事	10,060,610	18,325,554	28,386,164
	環境対策費	1,991,989	3,471,376	5,463,365
	土木工事費	199,198,872	347,137,597	546,336,469
	水門等機械経費	15,841,842	19,029,284	34,871,126
	電気機械工事費	287,374,600	285,862,000	573,236,600
	送電線工事	42,480,000	37,170,000	42,480,000
	変電設備	29,033,480	29,033,480	58,066,960
	直接工事費計	585,981,392	740,029,291	1,288,840,684
	設計及び施工管理	29,299,070	37,001,465	64,442,034
	請負業者経費	19,919,887	34,713,780	54,633,647
	予備費	58,599,651	74,002,929	128,884,068
	合計	693,800,000	885,700,000	1,536,800,000

2.2 プロジェクトバウンダリー・ベースラインの設定・追加性の証明

2.2.1 プロジェクトバウンダリー

プロジェクトバウンダリーは、タルピンとカネオ地点においてそれぞれの取水堰、取水口、導水路、ヘッドタンク、水圧管路、発電所ならびに方水路を含み、送電線についてはボントック市の送電線グリッドまでとする。

2.2.2 小規模 CDM プロジェクトに対するベースライン方法論と設定

小規模 CDM 方法論 “AMS-I.D. グリッド用の再生可能電力発電” よると、ベースラインの具体的な設定方法は以下に示すとおりである。

(a) 近似オペレーティングマージン(OM)とビルドマージン(BM)の平均値

- ・ 近似オペレーティングマージン(OM)とは、水力、地熱、風力、低コストバイオマス、原子力、太陽光発電を除外した、システムに供給している全ての電源の荷重平均による排出量である。
- ・ ビルドマージン(BM)とは、システムに追加される直近に追加された発電所の加重平均による排出量であり、直近の 20%に相当する最近建設された発電所、または直近に建設された 5 基の発電所の加重平均による排出量のうち、低い方となる。

または

(b) 現状の発電ミックスの荷重平均排出量

本プロジェクトに関しては、2005 年 8 月時点でビルとマージン算定のための基礎データが公表されていないことから、上記の「(b) 現状の発電ミックスの荷重平均排出量」を選択した。

2.2.3 追加性の証明

本プロジェクトに関しては 4 つの障壁のうち(a)投資障壁、(b)技術障壁、(c)一般的な慣行に伴う障壁に直面しているため、簡易ベースラインの利用が可能と考えられる。

(1) 投資障壁

本プロジェクトの投資障壁について Project IRR と 開発コストの両面から証明した。

タルピン地点とカネオ地点の Project IRR はそれぞれ 12.4 %、9.3 %となっている。また、同時開発の場合の Project IRR は 11.2%である。

表 2-2 Project IRR

項 目	単位	タルピン	カネオ	同時開発
Project IRR	%	12.4	9.3	11.2

上記の Project IRR に対して、保守的な判断指標として Capital Asset Pricing Model (CAPM) により算定されるディスカウントレイトを使用する。この判断指標は 13.2%となる。本プロジェクトの Project IRR はいずれも 13.2%以下であり、CDM 支援なしにプロジェクトを実施することは困難である。

本プロジェクトに代替するエネルギーとして天然ガス利用のガスタービン発電を想定し、1 MW 当たりの開発コストを比較した。この結果は本プロジェクトの開発コストはガスタービンに比較し、著しく高価であることが判る。

表 2-3 開発コストの比較

	ガスタービン	本提案プロジェクト
開発コスト (\$/MW)	300,000 to 650,000	2,360,000 to 2,960,000

出典: Gas turbine Engineering Handbook, p.8

開発コストには設備費、輸送費、土木費、設置費を含む

(2) 技術障壁

フィリピンの既設小水力は、停止率が高く設備利用率が低い。これは、事業の低収益性に直結しており、小水力開発に関する投資家の投資意欲を低下させる要因となっている。

フィリピンの小水力開発に関する諸問題は、小水力発電の特性を踏まえた適正技術が確立されていないと言える。

(3) 慣行上の障壁

フィリピン政府は自国産の天然ガス開発を促進している。このことは他のタイプの発電、とりわけ再生可能エネルギー開発に対して直接的なネガティブ要因となっている。

2.3 GHG 削減量及びリーケージ

2.3.1 GHG 削減量の算定

2004 年のルソン - ビザヤス系統における発電電力量から電源種別毎の CO₂ 排出係数を算定すると表 2-4 に示すとおりとなる。

表 2-4 CO₂ 排出係数計算表:ルソン - ビザヤス系統 (2004)

	(1) Fuel Consumption (10 ³ toe)	(2) Electricity Generation (MWh)	(3) Net Calorific Value (TJ/toe10 ⁶)	(4)=(1)x(3) Energy Content (TJ)	(5) CEF (tC/TJ)	(6) Oxidation Factor	(7) tCO ₂ /tC	(8)=(4)x(5) x(6)x(7) CO ₂ Emission (tCO ₂)	(9)=(8)/(2) Individual CEF (tCO ₂ /MWh)	Assumption
Petroleum	1,490	6,588,522	41,868	62,372	21.1	0.990	3.667	4,777,666	0.725	residual fuel oil
Hydro	1,079	4,331,156	41,868	45,155	0.0	0.000	3.667	0	0.000	
Geothermal	2,334	9,371,734	41,868	97,705	0.0	0.000	3.667	0	0.000	
Coal	3,187	16,194,412	41,868	133,425	26.8	0.980	3.667	12,850,168	0.793	anthracite
Natural Gas	2,121	12,384,467	41,868	88,798	15.3	0.995	3.667	4,957,102	0.400	natural gas (dry)
Total	10,210	48,870,291								

Source

(1): Table E.2 (10)

(2): Department of Eergy, Power Bureau

(3): Revised 1996 IPDC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Workbook (Volumu 2) Energy

(5),(6): Revised 1996 IPDC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual (Volumu 3)

ルソン - ビザヤス系統における 2004 年の加重平均排出係数は表 2-5 で算定されるように 0.462 (kgCO₂/kWh)となる。

表 2-5 加重平均排出係数 (2004 年)

	(1) Weight in Grid (%)	(2) Individual CEF (kgCO ₂ /kWh)	(3)=(1)x(2) weighted CEF (kgCO ₂ /kWh)
Petroleum	13.48	0.725	0.098
Hydro	8.86	0.000	0.000
Geothermal	19.18	0.000	0.000
Coal	33.14	0.793	0.263
Natural Gas	25.34	0.400	0.101
Total	100.00		0.462

$$\begin{aligned}\text{プロジェクトによる年間 CO}_2\text{ 排出削減量} &= 0.462 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \times 66,862 \text{ MWh/年} \\ &= 30,890 \text{ tCO}_2/\text{年}\end{aligned}$$

またプロジェクト期間（クレジット期間：21 年）における総排出削減量は 648,690 tCO₂

2.3.2 リークージ

本プロジェクトにおけるリークージについては、考慮する必要がないと考える。

2.4 モニタリング計画

モニタリング計画は、京都議定書の CDM の定めに従い、プロジェクトのパフォーマンスに関連する重要な指標を計測し記録することにより、系統的な事業成果の監視をするためのものである。本プロジェクトの場合は、小規模 CDM プロジェクトであり、モニタリング計画は、CDM 理事会により決定された簡素化手法を用いることができる。

2.5 環境影響

開発対象地域は国立統合保護地域制度（National Integrated Protection Areas System: NIPAS）の規制地域ではなく、また、計画地点のタルピン川には水利権は設定されていない。

本プロジェクトの各進捗段階（調査、建設、運用）における自然環境及び社会環境に与えると評価される影響を以下に整理する。総合的に評価して、自然環境及び社会環境に深刻な負の影響を与えるプロジェクトではないと評価される。

2.6 利害関係者のコメント

マウンテン州政府

- マウンテン州政府は本プロジェクトに期待している。
- PEC は本プロジェクトの実施をサポートする。

ボントック郡

- ボントック郡は州政府と共同して本プロジェクトの実施をサポートする。
- プロジェクト実施のための最大の障害は住民、特に高齢者の水力開発に関する理解不足である。このため郡長が各集落を訪問し住民と話し合う。

タルピン村住民

- 住民の内若手組織は本プロジェクトに積極的に協力する。このために主に若手から構成される新組織を作り村内の意見調整に当たる。
- 水路ルートについては、事業者との今後の調整（補償）次第である。

MOPRECO

- 州内電気料金低減及び電力供給安定化のため州内の水力開発を強く望む。
- エネルギー省及び PEC と連携して本プロジェクトをサポートする。

第3章 事業化に向けて

3.1 プロジェクトの実施体制

プロジェクトの実施体制として、下記の組織により新規に創出されるプロジェクト会社を想定している。

ホスト国 : 国家石油公社 (Philippines National Oil Company, PNOC)
マウンテン州 (The Provincial Government of Mountain Province)
Sta. Clara International Corporation (民間会社)
投資国 : 東京電力株式会社 (TEPCO)

3.2 プロジェクト実施のための資金計画

本調査では、本プロジェクトの開発費用の調達は、国際協力銀行と本邦民間銀行の協調融資を基本とした 2 ステップローン¹を想定している。これらの資金はフィリピン開発銀行 (Development Bank of Philippines :DBP) を通して、新設するプロジェクト会社²に融資される。

融資額は全体費用の 80% とし、20% は自己資金を充当する。

3.3 財務分析

本プロジェクトの財務性の判断指標として 13.2% を設定した。タルピン地点は CER を考慮した場合、上記に指標とほぼ同程度の財務性を有するが、カネオ地点単独開発では上記指標より大きく財務性が低い。同時開発の場合のプロジェクト IRR は 11.7% と判断指標に比べ 1.5% 低い。今後の CER 単価の推移、売電料金の交渉次第では財務的に成立することも期待できる。カネオ地点はタルピン地点との同時開発以外に現状において開発の可能性は低いと言える。

表 3-1 財務性の評価

項目		単位	タルピン	カネオ	同時開発
発電原価		Php/kWh	1.9	2.3	2.0
Project IRR >13.2%	CER 無し	%	12.4	9.3	11.2
	CER 有り	%	12.9	9.7	11.7
Equity IRR >20.0% (参考)	Without CER	%	18.6	9.4	14.3
	With CER	%	20.7	10.3	16.0

¹ : JBIC 資金利用に関しては本件が「ODA の流用に当たらない」ことを両国 DNA に対し証明する必要がある。

² : 第 3 章 プロジェクトの実施体制参照

3.4 具体的な事業化に向けての見込み・課題

本調査は、フィリピン国エネルギー省及びマウンテン州の強い支援を得て実施された。

エネルギー省は本プロジェクトを将来の CDM 事業として奨励するとともに、ホスト国において想定される事業体に参加を呼びかけるレターを発行するなど、同国における初めての小水力 CDM 事業の推進に積極的である。また、マウンテン州では州エネルギー委員会が中心となり本プロジェクト実施のための地元調整に奔走していただいたことは心強い限りである。今後は下記の課題を早急に解消し、正式に CDM 事業として申請手続きを行うことを目指す。となっている。

ベースライン方法論

本調査では、ベースライン方法論として小規模 CDM 方法論タイプ I.D (グリッド用の再生可能電力の発電) に示される 2 つの方法論「現状の発電ミックスの加重平均排出量」を用いている。これは、BM 算出のために必要なデータが公開されていないことによる。今後フィリピン政府側より特に BM が公表されればより有利となる CO₂ 排出係数を得ることが可能である。

なお、ベースラインに係わる基礎データは、フィリピン国として統一されたものではないため、同国関係機関では統一データの一般公開を目指して準備中とのことである。したがって、これらのデータ公表後、本報告書で提示した内容の再検討が必要である。

技術的課題

小水力発電計画は計画河川の河川流量、地形によって計画内容、特に経済性が変動する。詳細設計 (D/D) では、河川流量データを補足、アップデートするとともに、地形測量、地質調査等をもとに計画精度を向上させる必要がある。

地域住民

今後、詳細設計段階においても、土地補償等、より具体的な内容について地元住民との対話を継続するとともに、先住民族権利法 (Indigenous People's Right Act No.8371, 1997: IPRA) に定められる FPIC (Free Prior Inform Consent) に従った合意形成を図る必要がある。

プロジェクト実施体制

プロジェクト実施体制に関しては現状の調査レベルでは、TEPCO、PNOC の主要投資者は下記の懸念を持っており、正式認証のためには詳細設計及び CDM 諸条件の整備結果をもとにした投資者間での具体的な調整が必要である。(MOA の締結)

売電先・条件に関する課題

今後、調査精度の向上に合わせ、他の売電先を含め売電契約内容、条件を明らかにした上で、電力契約 (Power Purchase Agreement : PPA) を締結する必要がある。

カントリーリスク

フィリピン国は、貨幣価値の変動が多い上に、現アロヨ政権も不安定な状況にあり、日本側投資者は、これらの安定化を見極めたうえで事業の実施を決定したいと考えている。これらの懸念は民間企業の努力以外に何らかの政府関与が必要と考える。