

## 二国間クレジット制度(JCM)実現可能性調査 最終報告書(概要版)

調査案件名	ラオカイ省における 40MW 級水力発電
調査実施団体	九州電力株式会社(受託者) 富士・フォイト hidro株式会社(共同実施者)
ホスト国	ベトナム社会主義共和国

### 1. 調査実施体制:

国	調査実施に関与した団体名	受託者との関係	実施内容
日本	富士・フォイト hidro株式会社	共同実施者	<ul style="list-style-type: none"> <li>・地点特性に応じた最適な日本製水車・発電機等の選定、仕様検討、機器コスト概算</li> <li>・メンテナンスコスト最小化を目指した機器保守・更新計画の策定</li> <li>・適格性要件検討</li> </ul>
日本	株式会社みずほ銀行	外注先	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ファイナンススキーム検討、収益性評価</li> <li>・適格性要件を含む JCM 方法論案作成</li> </ul>

### 2. プロジェクトの概要:

調査対象プロジェクトの概要																	
プロジェクトの概要	本プロジェクトは、民間の水力発電事業として、ラオカイ省に 43.6MW(21.8MW × 2)のナムクン発電所を建設・運営するものである。当地点の開発により、年率 13%程度の増加が想定されているベトナムの電力需要に対し、化石燃料による火力等の代替として CO <sub>2</sub> の削減を図る。																
予定代表事業者	日本の電力系会社																
プロジェクト実施主体	ソンブ社出資によるプロジェクト会社(想定)																
初期投資額	約 83(億円)	着工開始予定	2016 年 9 月(想定)														
年間維持管理費	恒常分 約 18(百万円)	工期(リードタイム)	30 ヶ月														
投資意志	有	稼働開始予定	2019 年 4 月(想定)														
資金調達方法	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">資本:負債(借入)</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">30%:70%</td> </tr> <tr> <td rowspan="3" style="text-align: center; vertical-align: middle;">負債</td> <td style="text-align: center;">割合</td> <td colspan="2">本邦民間銀行:JBIC 他 = 50%:50%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">金利</td> <td colspan="2">本邦民間銀行:8%、JBIC 他:4%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">融資期間</td> <td colspan="2">本邦民間銀行:10 年、JBIC 他:10 年</td> </tr> </table>			資本:負債(借入)		30%:70%		負債	割合	本邦民間銀行:JBIC 他 = 50%:50%		金利	本邦民間銀行:8%、JBIC 他:4%		融資期間	本邦民間銀行:10 年、JBIC 他:10 年	
資本:負債(借入)		30%:70%															
負債	割合	本邦民間銀行:JBIC 他 = 50%:50%															
	金利	本邦民間銀行:8%、JBIC 他:4%															
	融資期間	本邦民間銀行:10 年、JBIC 他:10 年															
GHG 削減量	約 9.4 万(tCO <sub>2</sub> /年)																

### 3. 調査の内容及び結果

#### 3.1 プロジェクト実現に向けた調査

##### 3.1.1 プロジェクト計画

###### 3.1.1.1 プロジェクトの実施体制

###### (1)現在の状況

本調査開始時には主にソンプ社とソング社から成る事業コンソーシアム(ソングホアンリエン社)にて事業を実施することを想定していたが、開発権(投資許可)の発行から一定期間が経過したために、ラオカイ省人民委員会により、開発権が取り上げられることとなった。その後、当人民委員会により、新たに事業者の募集が行われ、数社が関心を表明し提案書を提出しており、2015年2月現在、同省人民委員会にて、開発権付与先の事業者を選定しているところである。

###### (2)実施体制

###### ①工事計画(開発計画)

本事業はソンプ社が主体的に進めており、今後の開発権の取得を前提として本事業の進め方を検討している。また、ソンプ社は、優遇税制を受けるため、新たにプロジェクト会社を設立する予定であり、これに日本の電力系会社が共同出資し、土木建築工事をベトナムの建設会社、電気設備の製作・据付を富士・フォイトハイδροで行うことを想定している。

###### ②運用計画

プロジェクトの運営は、上記の日越共同出資のプロジェクト会社にて行うことを想定している。ソンプ社は、ラオカイ省でムンフム水力発電 CDM 事業(16MW×2)の実績が既があり、本プロジェクトの発電所の日常の運転や保守は、ソンプ社が運営するムンフム発電所と同様に、プロジェクト会社が行う。オーバーホールは富士・フォイトハイδροにより実施することを想定しているが、日本側のプロジェクト参加者は、保守・運用について、各構造物のメンテナンスやダム運用など、日本の技術・ノウハウを現地のソンプ社に移転し、適切なプロジェクトの運営に努める。

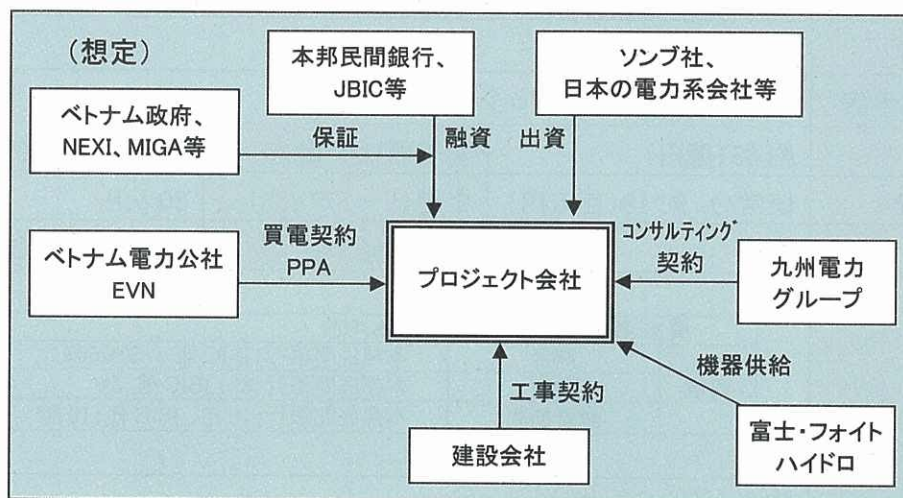


図-3.1 プロジェクト実施体制

出所: 調査団作成

### 3.1.1.2 プロジェクト実施主体の経営体制・実績

#### (1)経営体制

プロジェクト実施主体のソンブ社(想定)は、水力を主体とする再生可能エネルギーや、その他インフラ関連等も手掛けており、ソンブテクニカル&インフラストラクチャルコンストラクションインベストメント社及びムンフムハイドロパワー社のグループ会社を保有している。

ソンブ社は、ラオカイ省他において、ムンフム発電所(2011年4月に営業運転を開始し、2012年2月に CDM として国連登録)に続く、水力発電の事業展開を志向している。本事業もこの一環として行うものである。各社の概要を表-3.1 に示す。

表-3.1 ソンブグループ

Son Vu Group	Capital / Number of Employees	Remarks
Son Vu Energy Development Joint Stock Company	Capital: 345BillionVND, Number of Employees: 100	Hydropower development and operation
Son Vu Technical & Infrastructural Construction Investment Co.	Capital: 150BillionVND, Number of Employees: 10	Civil engineering and construction
Muong Hum Hydropower Co., Ltd.	Capital: 280BillionVND, Number of Employees: 35	Electric power project

出所:ソンブ社資料

#### (2)経営実績

ムンフム発電所運転開始直後の2011年、2012年は赤字の状態にあったが、2013年には黒字となり、財務状況は現在安定している。ソンブ社の2011年～2013年における財務状況を以下に示す。

表-3.2 財務状況

(単位:百万 VND)

Item	2011	2012	2013
Revenue in total	86,878	139,715	194,042
Expenses in total	162,247	167,602	172,442
Corporate Income Tax	0	0	0
Profit after Tax	▲ 75,369	▲ 27,887	21,600

出所:ソンブ社資料

### 3.1.1.3 事業収益性の評価

#### (1)検討ケース

収益性分析では、安価な新興国製の水車・発電機を使う場合、日本製を使う場合、日本製を使い且つ50%の設備補助を受ける3つのケースを比較した。検討ケースを表-3.3 に示す。

表-3.3 検討ケース

ケース1	ケース2	ケース3
新興国製水車・発電機使用	日本製水車・発電機使用	日本製水車・発電機使用且つ設備補助50%

#### (2)前提条件

主な前提条件を表-3.4 に示す。

表-3.4 主な前提条件

項目	ケース1 新興国製水車・発電機使用	ケース2、ケース3(設備補助 50%) 日本製水車・発電機使用
プロジェクト期間	40年	
初期投資額	1,271,626(10 <sup>6</sup> VND)	1,486,314(10 <sup>6</sup> VND)
O&M 費(恒常分)	3,330(10 <sup>6</sup> VND)	
MRV コスト	-	213(10 <sup>6</sup> VND)
発電規模	40MW	43.6MW
発電電力量	163GWh/年	170GWh/年
ロス差引後の発電電力量 (所内利用と送電ロス:1.5%)	160.56GWh/年	167.45GWh/年
平均売電単価	1,128VND/kWh	1,135VND/kWh
資本：負債(借入)	30%:70%	
負債(借入)	割合	ベトナム市中銀行 本邦民間銀行:JBIC 他 = 50%:50%
	金利	10% (VND 建て) 本邦民間銀行:8%、JBIC 他:4% (USD 建て)
	融資期間	10年 本邦民間銀行:10年、JBIC 他:10年
為替	1USD=21,345VND(2015年1月26日)	
法人税	事業年1~4年:0%、5~13年:5.0%、14~15年:10.0%、16年~:20.0%	

※ ケース2、ケース3の事業年1~10年における元利金返済額については、マクロ経済リスクに示すUSD及びVNDのインフレ率の違いを考慮。2000年~2014年のUSDのインフレ率は約2.2%(中央値)、VNDのインフレ率は約6.7%(中央値)

出所:越国事業者資料等を基に調査団作成

### (3)収益性

本プロジェクトのProject-IRR、Equity-IRR、Min DSCR、投資回収年は以下のとおりである。

表-3.5 収益性評価結果

項目	ケース1	ケース2	ケース3
Project-IRR	11.14%	10.54%	12.81%
Equity-IRR	15.74%	13.18%	21.90%
Min DSCR	1.10	1.16	1.16
投資回収年	7.24年	11.50年	10.14年

#### 3.1.1.4 初期投資・維持管理及びMRVに関する資金計画

資金調達は、プロジェクトファイナンス方式にて以下のとおり検討している。

表-3.6 資金調達策

資本：負債(借入)		30%:70%
負債 (借入)	割合	本邦民間銀行:JBIC 他=50%:50%
	金利	本邦民間銀行:8%、JBIC 他:4%
	融資返済期間	本邦民間銀行:10年、JBIC 他:10年

### 3.1.1.5 リスク分析

リスクの分析・評価の結果概要を表-3.7 に示す。

表-3.7 リスク分析・評価の結果概要

リスク項目		対応方針	対応策	実現可能性評価	
大項目	小項目			評価	
①スポンサーリスク	共同出資者の破綻	保有	—	△	・本事業に関心を示すソンプ社以外のベトナム投資家の存在を確認(万一、ソンプ社が破綻した場合に接触検討)
	スポンサー間意思決定の不調	低減	・日本の電力系会社で 25%超を出資し、反対権を確保	○	・日本の技術を期待しており、受け入れる可能性は高い
②資金調達リスク	プロジェクトファイナンスの組成失敗	低減	・本邦民間銀行、JBIC 他との詳細協議を実施予定	△	・水力 IPP への融資実績あり
③完工リスク	建設費の予算超過	低減	・固定金額での建設契約の締結 ・予備費を織込み	△	・ソンプ社は BQ (Bill of Quantities) 方式での建設契約を計画
	建設工事の遅延(建中利子の増加)	移転	・コントラクターによる損害賠償を含む建設契約の締結	○	・建中利子の増加分相当の損害賠償を求償
④技術リスク	—	—	—	—	—
⑤操業リスク	運転・維持管理費の増加	低減	・適切な設備の運用を実施	○	・日本メーカーによる機器操作教育、運転マニュアル作成を実施 ・ムンフム水力発電所での運転・保守員の現地研修
	設備故障等による操業停止	低減 移転	・設備異常の早期発見・対処を実施 ・機器損害保険、操業停止保険等の付与	○	・日本メーカーによる定期点検を保守計画に織込む ・不慮の事故に対しては、保険でカバー
⑥渇水リスク(燃料供給リスク)	売電収入の激減	保有	—	◎	・約 50 年間のデータを対象とした渇水においても借入金返済は可能
⑦マーケットリスク	売電先の喪失	低減	・長期売電契約の締結	◎	・EVN 系配電会社と売電契約を締結するため、20 年間は安定収益の確保が可能 (EVN 系統への接続許可取得済み)
⑧環境リスク	環境規制	保有	・建設契約で、環境規制の達成を保証	◎	・建設期間中の廃棄物等は、施工管理項目として適宜監視 ・機器については、完工の条件として環境規制の順守を確認
⑨関連インフラリスク/ユーティリティリスク	—	—	—	—	—
⑩オフテイクリスク	EVN 系配電会社の代金不払い	保有	—	◎	・民間事業者による発電はベトナムの発電設備容量の 30%超を占め、重要であるため、EVN の代金不払いの可能性は低い
	売電量(系統接続電力)の制約	保有	—	◎	・売電先に、現在のラオカイ省系統容量は十分であることを確認済み
⑪マクロ経済リスク	物価上昇による運転・維持管理費の増加	保有	—	○	・運転開始から 10 年後までの年約 10%の O&M 費上昇においても元利金の返済は可能
⑫為替リスク	通貨変動による収益性悪化	保有	—	△	・リスクとして残される
	通貨交換・海外送金の停止	—	—	○	・ベトナムには海外送金の規制なし ・本邦民間銀行の現地法人を活用し、適正な手数料で通貨交換
⑬法制度変更リスク	投資優遇制度の廃止	保有	—	○	・ラオカイ省は特別に困難な経済・社会条件を持つ地域に属し、投資の優遇が必要であるため、短期間で優遇制度が廃止される可能性は低い
⑭事故・災害リスク	地震や洪水による操業停止	保有	・日本とベトナムの設計基準のうち、より厳しい条件にて評価	○	・日本の基準によりダムの静的安定性を確認 ・ベトナムの基準の 500 年確率洪水位で設計済み

出所:調査団作成

### 3.1.2 プロジェクト許認可取得

プロジェクト実施のためには、FS 調査結果及び環境影響評価の承認を経て、地方政府における人民委員会に投資許可申請を行い、許可を得る必要がある。投資許可証は人民委員会から発行される。ナムケン計画地点は、既に FS 調査結果と環境影響評価の承認を得ている。

本事業については、ラオカイ省人民委員会より、2008 年にソングホアンリエン社に開発権（投資許可）が付与され、一旦は、必要な許認可手続きはすべて完了した。当時はソング社が筆頭株主であったが資金不足によりプロジェクトが停滞し、ソング社が資本参画して筆頭株主となるものの、同じく、資金面から開発が進まず、ラオカイ省人民委員会から開発権を取り上げられた状況にある。ソング社を含め、関心のある数社がナムケン地点開発権取得のための提案をラオカイ省人民委員会に対して行い、2015 年 2 月現在、人民委員会が開発権の付与先を選定しているところである。

なお、開発権以外の許認可については、プロジェクトに対してなされたものであるため、土地改変範囲や取水量等に変更がなければ、開発権再付与後に改めて取得する必要はない。土地収用のための補償支払いが一部残されているものの、プロジェクト実施に必要な許認可関連の対応は、開発権取得を除いて終了している状況にある。

### 3.1.3 日本技術の優位性

ベトナムの 30MW 以下の中小水力発電所においては、以前から安価な新興国製の機器を納入しているところが多い。また、中小規模の水力発電機器のベトナムでの発注実績によると、至近 5～6 年においては、インドに製作拠点を有する欧州の大手水力機器メーカー製の採用が増加している傾向にある。新興国製の機器に対し日本製機器には以下に示す優位性がある。

#### ①水車性能・効率

ベトナムに納入されている新興国製水車は、有効落差と流量から既に他の発電所に納入された水車から適用可能なものを選定するため、効率は最適化されていない。また、模型試験等に裏付けられた効率値でもなく、現地での効率試験で検証された値でもないため、新興国メーカーが提示している効率は信憑性が低い。

一方、日本製については、最新の類似模型水車試験結果をベースとした性能設計、あるいは必要に応じた CFD 解析等により水車の性能設計を行うため、その地点に、より適応した高い水車効率を保証効率として提示することが可能である。

#### ②水車・発電機価格

日本国内メーカーが 2009 年に応札したベトナム向け中小水力案件の入札結果によれば、日本製は新興国製の約 3 倍であった。

#### ③電機設備の品質

ベトナム事業者への聞き取りによる新興国製品に対する評価は以下の通りである。

- ・図面、運転保守マニュアルが提出されない。
- ・水漏れ、油漏れはあるが、現状、運転には支障がない。
- ・自動運転であるべきものが手動でしか運転できない等、発電システムとしての品質が悪い。
- ・水車、発電機に使用されている補機においてトラブルが多い。

#### ④電機設備の保守簡素化技術

日本における水力発電所は古くから無人化が進められており、ほとんどの発電所が無人である。また、運転中のトラブルは水車、発電機本体よりも、圧油装置、潤滑油装置、給水装置等のいわゆる補機で発生することが多い。そこで、日本では、保守省力化技術をはじめとし、信頼性向上、環境対策といった技術が多く開発されている。

日本技術の優位性のまとめを表-3.8 に示す。

表-3.8 日本技術の優位性のまとめ

項目	新興国製水車・発電機	日本製水車・発電機
水車 性能・効率	<p><u>低い信憑性</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>過去に製作した同一設計の水車を使用するため、最適な設計は行われない</li> <li>模型試験等に裏付けられた効率ではなく、現地も効率測定を行わないため、効率値の信憑性は低い</li> </ul>	<p><u>高い信憑性</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>模型試験結果あるいは流れ解析等により地点ごとに最適な設計を行う</li> <li>模型試験結果あるいは流れ解析等により裏付けられた信憑性の高い効率である</li> </ul>
価格	<p><u>割安</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>過去の入札結果の例では日本製の約1/3</li> </ul>	<p><u>割高</u></p>
設備の 品質	<p><u>図面等の提出なし</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>図面、運転保守マニュアルが提出されない</li> </ul> <p><u>本体のトラブルあり</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>運転には支障がない程度ではあるが、水漏れ、油漏れが多く見られる</li> </ul> <p><u>手動制御</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>本来、自動運転であるべきものが手動でしか運転できない等、発電システムとしての品質が悪い</li> </ul> <p><u>補機のトラブルあり</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水車、発電機に使用されているポンプ、コンプレッサー等の補機に係るトラブルが多い</li> </ul>	<p><u>図面等の提出あり</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>図面、運転保守マニュアルは必ず提出される</li> </ul> <p><u>本体のトラブルなし</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水漏れ、油漏れ等はほとんどない</li> </ul> <p><u>自動制御</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>発電所は無人であり、ほとんどの発電所の制御は自動化されている</li> </ul> <p><u>補機の省略</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>補機の省略により、これらの故障要因は低減される</li> </ul>
保守省力化 技術	<p><u>水、油を使用</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>機器の容量に関わらず、冷却水、操作油等を一般的に使用している</li> </ul>	<p><u>水レス、油レス</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水レス、油レス技術が発達しており、補機を省略することで、保守の省力化を図っている（電動サーボ、発電機空冷軸受等）</li> <li>環境対策技術等も有す（水車水潤滑軸受）</li> </ul>

### 3.1.4MRV 体制

#### (1)MRV 体制及び実地研修

本事業においては、プロジェクト会社が発電量のモニタリング(M)及びレポート(R)を行う。ベトナムにおいて水力 CDM 事業経験のあるソンプ社が中心となる本プロジェクトは、計測の仕方についての研修をする必要はなく、モニタリング記録の保存方法について具体的な方法が確定すれば問題なく実施できるものと考えられる。

検証(V)については、ベトナムの合同委員会において第三者機関として認定されている機関より選定する。

#### (2)モニタリングに必要な計測機器の選定

ベトナム国内基準に定められた水準に応じてモニタリング設備を導入し、グリッドに供給されるネット発電量のモニタリングを行う。

表-3.9 モニタリング設備

機 器	仕 様
電力計	・モニタリングデータを取得
計器用変流器 (CT:Current Transformer)	・二次巻線を使用 ・定格二次電流は 1A または 5A ・メイン設備の精度は国際規格 IEC 60044-1 等に沿って 0.2s 級 ・バックアップ設備の精度は国際規格 IEC 60044-1 等に沿って 0.5s 級
計器用変圧器 (VT:Voltage Transformer)	・二次巻線を使用 ・定格二次電圧は 100V または 110V ・メイン設備の精度は、誘導電圧器については国際規格 IEC 60044-2、コンデンサ型変圧器については国際規格 IEC 60044-5 に沿い、0.2s 級 ・バックアップ設備の精度は、誘導電圧器については国際規格 IEC 60044-2、コンデンサ型変圧器については国際規格 IEC 60044-5 に沿い、0.5s 級 ・計測用二次回路は独立に機能するか、計測システムの精度に影響しないようにする
データ収集設備	・管理センターからデータを収集

出所: Circular No.27/.2009/TT-BCT(MOIT、2009/9/25)、  
Decision No.25/2007/QD-BKHCN(MOST、2007/10/5)

(3)計測の仕方及びモニタリング記録の保存方法

CDM 方法論においては、電力量については、「連続的に監視し、毎時で計測し、少なくとも月に 1 回記録する (continuously monitored, hourly measured and at least monthly recorded)」と定められている。

一方、ベトナムにおいては、一般的に、月末に事業者と EVN(売電先)が立ち会い、計測機器からデータを記録し、それをもとに支払いを行う方法が取られている。特に山間部の僻地では、計測は日に 1 回または月に 1 回とならざるを得ない。精度が同一にも関わらず、CDM 方法論に従って毎時での計測を行うことは、事業者にとって過重負担となる。

従って、本方法論においては、毎月の計測・記録を行い、その記録と EVN との売電伝票とのクロスチェックを行うものとする。

以下のデータは、クレジット期間においてモニタリングを行う。

表-3.10 モニタリングデータ

データ/変数	$EG_{P,y}$
単 位	MWh/y
説 明	y 年において、プロジェクト活動の実施の結果として発電され、グリッドに供給されるネットの発電量
出 所	電力計によって計測 $EG_{export,y}$ :グリッドへの送電量・ $EG_{import,y}$ :グリッドからの受電量
計 算	$EG_{P,y} = EG_{export,y} - EG_{import,y}$ (ネットの送電量を計算)
頻 度	電力計で継続的に計測し、毎月記録する
QA/QC	有資格の第三者機関により、モニタリング設備を毎年 1 回校正する
目 的	リファレンス排出量の計算 ( $RE_y$ )



### 3.1.5 ホスト国の環境十全性の確保と持続可能な開発への寄与

#### 3.1.5.1 本事業の実施による環境面での悪影響

本事業は中小規模の水力発電を行うものであり、環境面での悪影響は極めて軽微であるものの、ダム、水圧管路、発電所、進入道路といった明かり工事での土地改変、建設工事期間中の濁水発生等がある。

しかし、改変範囲は、これらの工作物の設置場所に限定されている。また、環境へ最も影響を及ぼすのは、建設工事期間中の3年程度に限定される。運転を開始してからは、ダムの運用を適切に行うことで、環境影響はほとんど回避することができる。

更に、本事業は、既に環境影響評価書の承認を受けている。計画地点に民家はなく、本事業に伴う住民移転は発生しない。したがって、不適切開発とならないよう、同書で評価された環境影響項目ごとに、策定された緩和措置を確実に施せばよい。

#### 3.1.5.2 本事業の実施による環境面での好影響

##### (1) 自然環境面

本事業は、化石燃料を使用しない再生可能エネルギーの水力発電事業であるため、自然環境面では、GHG の排出削減に大きく寄与する。また、調整池の貯留効果によるピーク流量のカットが期待でき、洪水被害の低減にもある程度貢献できる。

これら好影響の担保に関し、GHG の排出削減量(本事業の発電電力量)については、本事業では高性能且つ高耐久性の水車・発電機を使用するため、高効率・高稼働率での安定的な発電が可能となり、それにより担保される。加えて、運転・保守員に機器メーカーによる教育及びムンフム水力発電所での実地研修を行うとともに、機器メーカーによる定期点検を予定しており、機器の適切な運用を行うことで、安定運転に万全を期すことにしている。洪水対応についても、ムンフム水力発電所での実地研修を通じて、適切なダムゲート操作・調整池運用技術を習得することで、洪水被害の低減が担保される。

##### (2) 社会環境面

本事業は、発電所運転・保守員や建設工事労務者としての雇用、建設資機材の購入、道路の新設・既設整備、建設工事期間中における居住人口の増加等により、地元経済の発展・活性化に寄与する。道路の新設については、本事業の先行工事で進入道路の一部を建設済みであり、地元住民も既に利用している。

### 3.1.6 今後の予定及び課題

本事業の実現化に向けての課題は、主に以下の4点に集約される。

- ① 開発権(投資許可)
- ② 通貨変動リスク(日本側投資家の収益性等)
- ③ 資金調達(借入)
- ④ 予定代表事業者の確定及び JCM 設備補助事業としての採択(補助金)

#### (1) 開発権(投資許可)

本調査では、ソンプ社が実施主体となり、これに日本の電力系会社が共同出資することを想定して、実現可能性の評価を行った。

2015年2月現在、ラオカイ省人民委員会が本事業に関心を示した事業者の中から開発権の付与先を選定しているところである。ソンプ社が開発権を取得できない場合、本事業を JCM 事業として実施するためには、開発権取得者との実施協議(本調査結果の説明、資金調達方法等)を改めて行う

必要がある。

## (2) 通貨変動リスク(日本側投資家の収益性等)

本事業は、売電収入が VND 建て、借入金が円建て、または USD 建て、日本企業の収益(配当金)が円建てとなり、借入金返済や収益性が通貨変動リスクの影響を直接受けることになる。

このため、JCM 設備補助の有無・条件や資金調達の融資条件(金利、返済期間等)と合わせて、通貨変動の最大リスクやリスク低減方策等をより詳細に分析する必要がある。

## (3) 資金調達(借入)

ベトナム市中銀行は水力発電への融資枠が小さいため、本事業の建設費は、本邦を始めとするベトナム以外の銀行から借り入れることを検討する必要がある。しかしながら、ベトナム政府の借入金返済保証はベトナム企業出資比率を上限としていること、売電先である EVN が赤字体質であり、多くの銀行が代金不払いリスクを懸念していることなどから、融資交渉を行う上での懸案が多く残されている。

ベトナムにおける多くの事業者がそうであるように、今回の対象地点の事業者においても資金調達難の状況にあり、現時点で明確な資金調達方法が定まっていない。これを踏まえ、本邦民間銀行や JBIC 等の融資において重要になるとと思われるベトナム政府や MIGA による保証適用可能性の確認など、継続した調査を実施していく必要がある。

## (4) 予定代表事業者の確定及び JCM 設備補助事業としての採択(補助金)

本事業は予定代表事業者が未定の状況にあり、JCM 設備補助事業を見据え、九州電力グループを候補の一つとして、予定代表事業者を確定する必要がある。財務分析の結果、本事業が財務的に実現可能となるには、日本製の設備費用の補助が不可欠であり、今後、事業採択の条件や可能性を見極めていくことが求められる。

## (5) その他

機器コストがソンプ社の原計画(新興国製)コストの約 2 倍と高く、部品の製作を可能な限り途上国で行うことによる製作コスト低減を検討する。

## 3.2 JCM 方法論作成に関する調査

### 3.2.1 適格性要件

#### 適格性要件 1:

グリッドに電力を供給すること

ASEAN-RESP の報告によるとベトナムにおける電化率は、2012 年時点で 97.3%となっており、現時点では無電化地域はほとんどないものと推定される。一方で、ベトナムにおいては全国的な電力不足が問題となっており、電源をどのように確保するかが課題である。このような背景から、本調査における JCM 方法論では、グリッドに電力を供給することを条件として設定する。

#### 適格性要件 2:

水車・発電機の総合効率について性能を裏付ける資料の提出が可能であること

(水車:類似模型水車の試験成績、発電機:損失計算書)

ラオカイ省にある既存の中小水力発電の調査結果では、模型試験記録もなく、更には現地での効率試験も実施されていないため、水車効率の実力値は不明である。また、新興国の中小メーカーでは模型水車試験記録を有していないことが多く、過去に製作した水車性能から効率を推定するものの、保証値として提示されないため、水車の出力が担保されていない場合が多い。そのため、本 JCM 方法論では発電所出力、発電電力量を確実に担保できるよう、本条件を設定する。

適格性要件 3:

高耐久性を有する水車・発電機を採用すること。そして、類似の発電所において、水車及び周辺機器、発電機及び周辺機器、制御装置が 10 年以上問題なく運転されている実績があること

類似の発電所:対象地点と同程度あるいはそれ以上の有効落差及び出力を有し、

対象とする型式の水車を設置。また、対象地点と同程度あるいはそれ以上の出力及び回転数の立軸三相同期発電機を設置

問題ない運転:1 か月以上の長期停止なし

ナムクン発電所に適用される立軸フランシス水車は適用範囲が広く、中小出力の水力発電所にも多く採用されているが、出力 10MW を超える中出力水車は日本国内でも大手しか製作実績のない領域である。従って、製作者の能力を確認する上で、類似の製作実績を有しているかどうかの一つの目安となる。

また、ベトナムにおいては、中小水力発電所向けには新興国の製品が多くを占めているが、設備の耐久性に対する事業者の不満が非常に多い。たとえば、軸受の破損は機器の長期停止を招き、あるいは、ガイドベーン軸部からの漏水は水車効率の低下を招き、その結果として事業の経済性を悪化させることとなる。日本では一定周期でオーバーホールあるいは部品交換を行い、60年以上、水力発電機器を使用しており、オーバーホール周期内では大きな事故もなく安定した運転が継続されている。

従って、設備の耐久性を判断するうえでは、少なくともオーバーホール周期内で不具合による 1 ヶ月以上の長期停止がなく運転が継続されているかどうかの一つの目安となる。本調査における JCM 方法論では、上記納入実績を満足し且つ 1 ヶ月以上の長期停止がなく、10 年以上運転継続されていることのユーザーによる証明を条件として設定する。

適格性要件 4:

水車・発電機本体及び制御装置について、運転・保守に必要なマニュアル、図面を提供すること。そして、これらを作成した実績があること

今回聞き取りを行った事業者においては、運転・保守マニュアルや図面が一切提供されてなく、更に自動化機能が満足されていないため、運転員の経験と勘で運転あるいは監視を行っており、いつ事故が発生してもおかしくない状況であった。

水力発電の事業性は長年にわたる使用で成り立つものであり、機器の延命化を図り設備を長期間利用できるよう、本条件を設定する。

**適格性要件 5:**

ガイドベーン駆動方式に、電動サーボ方式(目安として単機出力 20MW 以下)あるいはハイブリッドサーボ方式(目安として単機出力 50MW 以下)を採用すること。

そして、これらを製作・据付した実績があること

日本では、水車、発電機には高い性能を要求されるだけでなく、無人化に対応した補機の簡素化、保守の省略化技術が強く要求される。特に、中小水力においては総合的な経済性を向上するためには、保守コストの削減も重要となる。

そのため、保守コストの低減を考慮して、このような技術を保有しているかどうかを条件として設定することを検討した。

表-3.11 適格性要件のまとめ

適格性要件	設定の目的	判断基準(証拠書類等)
要件 1 グリッドに電力を供給すること	事業タイプの限定	—
要件 2 水車・発電機の総合効率について性能を裏付ける資料の提出が可能であること	発電電力量の担保	水車:類似模型水車の試験成績 発電機:損失計算書
要件 3 高耐久性を有する水車・発電機を採用すること。そして、類似の発電所において、水車及び周辺機器、発電機及び周辺機器、制御装置が 10 年以上問題なく運転されている実績があること	耐久性の担保	実績とユーザーからの運転証明
要件 4 水車・発電機本体及び制御装置について、運転・保守に必要なマニュアル、図面を提供すること。そして、これらを作成した実績があること	運転・保守の安定性担保	運転・保守に必要なマニュアル、図面
要件 5 ガイドベーン駆動方式に、電動サーボ方式(目安として単機出力 20MW 以下)あるいはハイブリッドサーボ方式(目安として単機出力 50MW 以下)を採用すること。そして、これらを製作・据付した実績があること	保守業務の省力化	実績(図面、計算書)

### 3.2.2 リファレンス排出量の設定と算定、及びプロジェクト排出量の算定

#### (1) バウンダリー

プロジェクトバウンダリーは、プロジェクト発電プラント(水力発電プラント)及びプロジェクト発電プラントが電気を供給するグリッドに物理的に接続するすべての発電プラントである。

## (2)リファレンスシナリオ

リファレンスシナリオは以下の通り。

プロジェクト活動によりグリッドに供給される電力は、プロジェクト活動がない場合、グリッドに接続した発電所(追加を含む)により発電される。その CO<sub>2</sub> 排出係数について別途整合を取る。

## (3)計算方法

本調査における評価対象事業について、計算結果は、以下の通りである。

### リファレンス排出量

$$RE_y = EG_{PJ,y} \times EF_y = 167,450 \text{ MWh} \times 0.5603 = 93,822 \text{ tCO}_2/\text{y}$$

但し

$RE_y$  y 年におけるリファレンス CO<sub>2</sub> 排出量 [tCO<sub>2</sub>/y]

$EG_{PJ,y}$  y 年において、プロジェクト活動の実施の結果として発電され、グリッドに供給されるネットの発電量 [MWh/y]

$EF_y$  y 年における CO<sub>2</sub> 排出係数 (EF) [tCO<sub>2</sub>/MWh] = 0.5603tCO<sub>2</sub>/y

### プロジェクト排出量

PD(出力密度) > 10 [W/m<sup>2</sup>]ゆえ、

$$PE_y = PE_{HP,y} = 0$$

但し

$PE_y$  y 年におけるプロジェクト CO<sub>2</sub> 排出量 [tCO<sub>2</sub>/y]

$PE_{HP,y}$  y 年における貯水池からの CO<sub>2</sub> 排出量 [tCO<sub>2</sub>/y]

$$PD = 43.6\text{MW}/14.95\text{ha} \approx 292\text{W}/\text{m}^2 > 10$$

### GHG 削減量

$$ER_y = RE_y - PE_y = 93,822 - 0 = 93,822\text{tCO}_2/\text{y}$$

但し

$ER_y$  y 年における GHG 排出削減量 [tCO<sub>2</sub>/y]

## 3.2.3 プロジェクト実施前の設定値

### (1)設定値

以下のデータは、事前(ex-ante)に定め、クレジット期間において固定である。

表-3.12 事前の決定値

データ/変数	$EF_y$
単位	tCO <sub>2</sub> /MWh
説明	y 年における CO <sub>2</sub> 排出係数 (EF)
値	0.5603
出所	ベトナム DNA が提示する最新の Combined Margin
目的	リファレンス排出量の計算 ( $RE_y$ )
追加コメント	クレジット期間内において固定

上記の値は、これまで 2008 年以降隔年ベースで計算・公表されてきており、現在は 2012 年についての公表値が最新のものである。今後は毎年公表する予定とされている。

表-3.13 ベトナムのグリッド排出係数(tCO<sub>2</sub>/MWh)

項目	2008	2010	2012 (現在の最新値)
BM (Build Margin)	0.5064	0.4722	0.4758
OM (Operating Margin)	0.6465	0.6095	0.6448
CM (Combined Margin)	0.5764	0.5408	0.5603

出所: MONRE (2008年版:2010年3月26日公表、2010年版:2012年3月5日公表、  
2012年版:2014年4月21日公表)

## (2)保守性の担保

ベトナム政府において適切と位置付けられている排出係数は、CDMと同様のCM(Combined Margin)であり、これは次式に示すように、OM(Operating Margin)とBM(Build Margin)との単純平均として計算される。

$$CM = (OM + BM) / 2$$

OMは、プロジェクトが、既存の発電所のいずれかからの発電量を代替するという考え方による。ベトナムでは、Simple OMが採用されている。

一方、BMは、プロジェクトが、新たに建設される予定の発電所を代替するものではなくとも、その建設を遅延させることになる、という考え方に基づいて設定されている。①最近建設された発電所の20%を加重平均した排出係数、または②直近に建設された5つの発電所を加重平均した排出係数のうち、どちらか高い方を代替することとされており、ベトナムでは①を採用している。

BMの計算対象はすべての電源であり(水力発電も含まれる)、また、一般的には火力発電であっても新しい建設であるから発電効率が高く、すなわちOM及びCMよりも排出係数が低い。従って、OM及びCMよりもBMの方が、プロジェクトを代替する電力の排出係数として保守的な考え方によるものであるといえることができる。

但し、本方法論において、CDMと比較しての保守性の担保のため、排出係数としてCMではなくBMを使うとする場合、「ベトナム政府がCMの利用を適切だとしている」、「本方法論以外に、グリッド接続の発電事業においてグリッド排出係数を利用する案件は多いと考えられ、それらの方法論との整合性を取ることが困難である」等に対する不具合が生じることになる。このため、本方法論においては、CMを基に検討を実施した。