

目次

1. 調査の背景	1
1.1 ホスト国の JCM に対する考え方	1
1.2 企画立案の経緯・背景	1
1.2.1 中小水力発電事業の課題	2
1.2.2 ベトナム側の関心度	4
1.2.3 日本の水力技術の活用	4
2. 調査対象プロジェクト	4
2.1 プロジェクトの概要	4
2.1.1 はじめに	4
2.1.2 プロジェクトの計画地点	5
2.1.3 事業計画	8
2.1.4 発電計画、設計・施工計画の概略評価	10
2.2 ホスト国における状況	12
2.3 プロジェクトの普及	17
3. 調査の方法	18
3.1 調査実施体制	18
3.2 調査課題	19
3.3 調査内容	19
4. プロジェクト実現に向けた調査	24
4.1 プロジェクト計画	24
4.1.1 プロジェクトの実施体制	24
4.1.2 プロジェクト実施主体の経営体制・実績	25
4.1.3 事業収益性の評価	26
4.1.4 初期投資・維持管理及び MRV に関する資金計画	40
4.1.5 リスク分析	44
4.2 プロジェクト許認可取得	51
4.3 日本技術の優位性	52
4.4 MRV 体制	59
4.5 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	62
4.5.1 本事業の実施による環境面での悪影響	62
4.5.2 本事業の実施による環境面での好影響	64
4.5.3 本事業のホスト国の持続可能な開発への寄与	64
4.6 今後の予定及び課題	65
4.6.1 課題	65
4.6.2 今後の予定	66
5. JCM 方法論作成に関する調査	68
5.1 適格性要件	68
5.2 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	75

5.2.1	バウンダリー	75
5.2.2	リファレンスシナリオ	75
5.2.3	計算方法	75
5.3	プロジェクト実施前の設定値	78
5.3.1	設定値	78
5.3.2	保守性の担保	81

1. 調査の背景

1.1 ホスト国の JCM に対する考え方

我が国とベトナム社会主義共和国の間における二国間クレジット制度の署名は、2013 年 7 月に行われ、署名から 1 年半以上経過している。ベトナムは海外からの投資を促進し、低炭素社会を目指しており、優れた日本製機器導入の要望が高く、JCM に対する期待は大きい。しかしながら、日本製機器は割高であるため、中小水力発電事業においては、その導入が進んでいないのが現状である。

商工省や電力規制局など、今回面談したベトナム政府関係者や事業者においては、従来のコスト優先の考えから、性能を重視する方向転換の姿勢が伺え、品質の良い日本製を要望し、JCM に高い関心を示されると共に、開発が停滞している中小水力発電を対象とした本調査に大きな期待が寄せられた。

現在、ベトナムにおいても JCM 設備補助事業が行われているところであり、合同委員会も開催されているが、今後、制度の整備を進め、JCM プロジェクトを早期に実現することが望まれる。

1.2 企画立案の経緯・背景

ベトナムは中小水力の豊富な開発ポテンシャルがあり、政府も開発を推進しているものの、技術面の課題や資金不足等により、開発が進んでいない。機器に関しては、使用されている新興国製の水車・発電機に不具合が見受けられるものが比較的多く、前述のとおり、日本製機器の要望が高いが、割高であるため、導入が進んでいないのが現状である。また、ベトナムにおいては、高金利、資金不足等により、資金調達に困難を極めている。

一方、我が国は、これまで水力の開発や保守・運営に関する歴史が長く、技術やノウハウを兼ね備え、水車・発電機についても品質面において優れており、ベトナムにおける日本の技術の活用は中小水力発電の長期安定運転に繋がるものとなる。

上記を踏まえ、ベトナムのソンブ社からラオカイ省ナムクン地点に対する日本の技術及び資金の支援要請を受けるに至った。設備費の補助による日本製機器等の導入を目指した JCM は、ベトナムの中小水力発電事業の状況改善のための方策として、まさにふさわしい。これを活用して中小水力発電事業を推進させることにより、CO₂ 低減、電力安定供給他、様々なメリットが期待される。

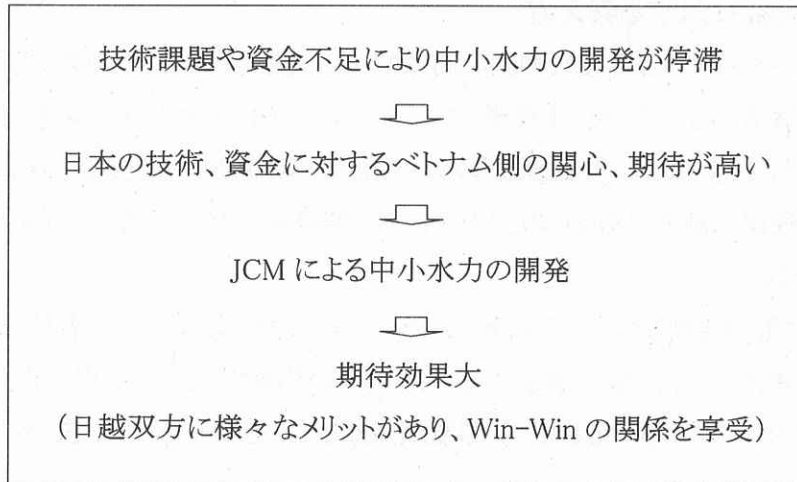


図-1.1 本調査の背景

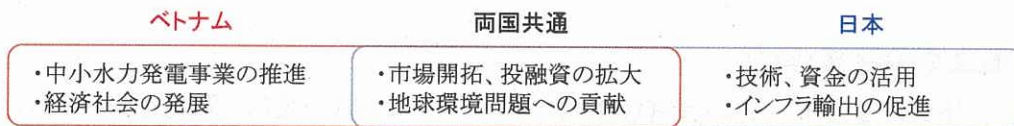


図-1.2 日越双方のメリット

1.2.1 中小水力発電事業の課題

中小水力の開発ポテンシャルは豊富で、電力需要も旺盛なため、市場性は有望であるものの、以下の諸課題により民間の発電事業の多くが停滞している。

表-1.1 中小水力発電事業の課題

項目		中小水力発電事業の課題	現在の 主なリソース
技術面	ソフト	<ul style="list-style-type: none"> ・地形・地質評価、工程・品質・経済性・安全などを確保した設計・施工及び電気機械に関連する技術の不足 ・環境対策や洪水時ダム操作に不安あり。開発に伴う森林破壊、不適切なダム運用による洪水被害などの発生 ・これらにより社会の目が厳しくなり、事業推進が困難 	越国技術
	ハード	<ul style="list-style-type: none"> ・新興国製水車・発電機の耐久性、メンテナンス体制に問題あり ・不具合事例多数 	新興国製
資金面		<ul style="list-style-type: none"> ・高金利、越国内資金不足等による資金調達難 	越国資金

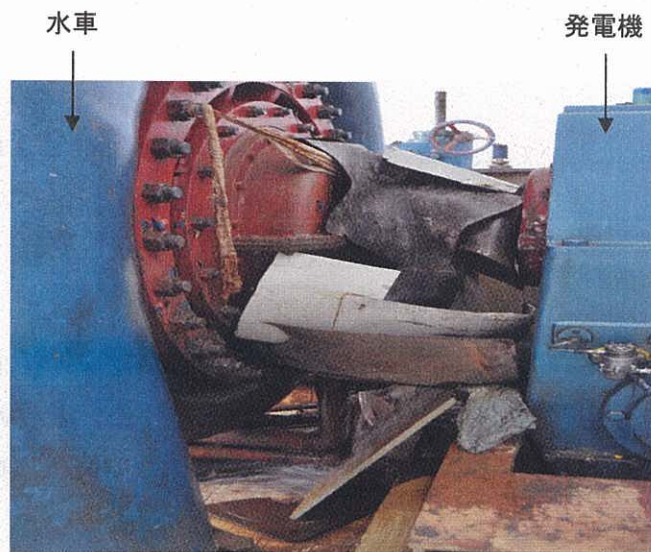


写真-1.1 水車からの漏水

出所：平成 24 年度地球温暖化対策技術普及等推進事業
ベトナム中小規模水力発電事業の推進に資する政策提言、
及び事業スキームの提案等に係る調査 報告書



写真-1.2 施工に伴う森林への影響

出所：平成 24 年度地球温暖化対策技術普及等推進事業
ベトナム中小規模水力発電事業の推進に資する政策提言、
及び事業スキームの提案等に係る調査 報告書

1.2.2 ベトナム側の関心度

プロジェクト実施主体(ソンプ社(想定))の意欲

- ・日本の技術や資金に高い関心、期待を示している。

ベトナムのニーズ

- ・面談した政府機関においては、日本の技術導入による水力開発成功事例の早期実現を切望し、他のプロジェクトの見本となることを大いに期待している。

ベトナムの関連法制度・政策との整合性

- ・本プロジェクトが対象とするナムクン地点は第7次電力マスタープラン(PDP7)に位置付けられている。また、PDP7では2020年までに水力の設備容量を17,400MWへ引き上げる計画にあり(2012年末時点の水力の設備容量13,509MW)、中小水力が担う役割は大きい。

1.2.3 日本の水力技術の活用

日本の水力技術は、日本が誇る最新鋭高効率石炭火力や地熱開発等に続くものとして優れ、前述の課題に対して有効である。機器関連を含め、水力の計画、設計・施工、保守・運営について、総合的に、長い歴史の中で日本が蓄積した技術、ノウハウを活用する。また、併せて、日本の資金の活用も図る。

表-1.2 期待される日本の技術、資金

項目		日本の技術、資金
技術	ソフト	・地点特性、河川流況等に応じた適切な調査・計画、設計・施工管理技術 ・適切な貯水池の運転、保守管理技術
	ハード	・新興国製に比べ高効率、高耐久性、低メンテナンスコストかつ低環境負荷の水車・発電機 ・信頼性の高い全自動起動停止制御装置
資金		・越国市中銀行よりも低金利な資金ソース ・資本金確保が困難な越国事業者に対し日本企業による資本注入

2. 調査対象プロジェクト

2.1 プロジェクトの概要

2.1.1 はじめに

本プロジェクトは、民間の水力発電事業として、豊富な水資源を活用し、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、2010年から2020年にかけて、年率13%程度の増加が想定されているベトナム国の電力需要に対し、化石燃料による火力等の代替として、CO₂の削減を図るものである。

図-2.1 にラオカイ省の位置図、表-2.1 に発電電力量の2010年の実績と2020年の計画を示す。ベトナムでは今後の電力需要増に対して、大半を石炭火力発電にて賄う計画にある。



図-2.1 ラオカイ省位置図

出所:調査団作成

表-2.1 発電電力量 (億 kWh)

2010年(実績)	2020年(計画)
1,000	3,294

出所:海外諸国の電気事業 第1編 2014年
一般社団法人海外電力調査会

2.1.2 プロジェクトの計画地点

本プロジェクトが位置するベトナム北部のラオカイ省は、中華人民共和国の雲南省に接し、ハノイからの高速道路も整備され市街化が進んでおり、中華人民共和国への陸路及び国際河川である紅川の水上交通の玄関口となっている。地点近傍には、タンロン工業団地や観光地として栄えているサパもあり、電力需要の増加が見込まれている。

また、ラオカイ省は、紅川沿いに低地が広がるのみで、ほとんどが山地である。この地域には少数民族の集落が点在し、山々の斜面には少数民族が耕す棚田が広がっている。ナムクン計画地点の周辺も、1,000m～2,000m級の山々が連なる山岳地帯である。計画地点は、サパから南東方向に約数十kmのところにある。

ナムクン地点の位置図、現地調査時に撮影した計画地点の状況写真及び水路ルート計画平面図をそれぞれ、図-2.2、写真-2.1、写真-2.2、図-2.3に示す。ベトナム北部は亜熱帯性気候になり、年間降雨量も比較的多く、ナムクン地点の上下流においては、既設の水力発電所が運転中である。

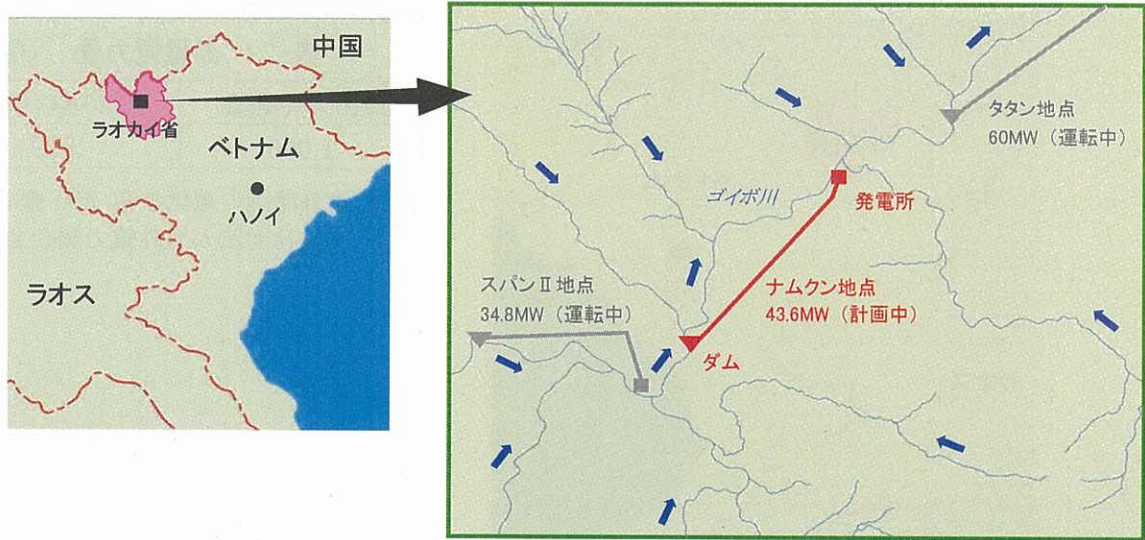


図-2.2 ナムクン地点位置図

出所: 調査団作成

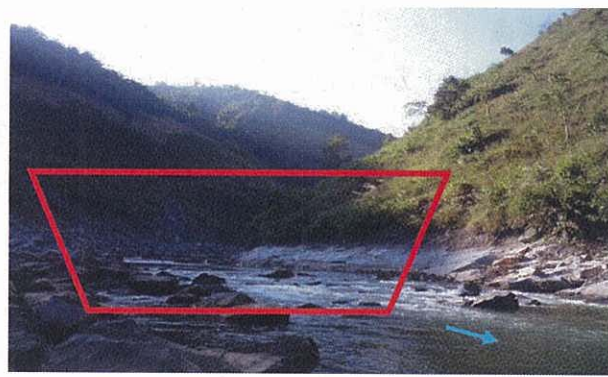


写真-2.1 ダム計画地点

出所: 調査団撮影



写真-2.2 発電所計画地点

出所: 調査団撮影

原案においては、導水路の一部が明かり部を通過する計画にあるが、設備保安上から全線トンネルが望ましく、それにより、土地改変範囲も抑制される。



図-2.3 水路ルート計画平面図

出所:越国事業者資料を基に調査団作成

2.1.3 事業計画

現在、ラオカイ省人民委員会が開発権(投資許可)付与先を選定中であるが、プロジェクト実施主体は、ソンプ社主体によるプロジェクト会社を想定している。

越国事業者による事業計画(原案)について、調査団が見直した後の事業計画概要を表-2.2に示す。日本製水車・発電機を使用する計画とし、また、発電方式等の見直しを行うことにより、原案よりも発電電力量が増加している。

表-2.2 調査団見直し後の事業計画概要

項 目		計画諸元	
流域面積		391.9k m ²	
発 電 計 画	発電方式	調整池式	
	有効落差	98.7m	
	使用水量	48.35 m ³ /s	
	水車単機出力	22.3MW (効率見直しによる出力の増)	
	発電所出力	43.6MW	
	年間発電電力量	170GWh	
設 備 概 要	ダ ム	形式	コンクリート重力式
		高さ	32.0m
	総貯水容量		2,494,000 m ³
	有効貯水容量		840,000 m ³
	導水路		延長 3,400.0m
	水車	形式	立軸フランシス(日本製)
		台数	2 台

出所:越国事業者報告書及び調査団作成

参考として、越国事業者による事業計画(原案)の概要を以下に記載する。

表-2.3 越国事業者による事業計画(原案)概要

項 目		計画諸元	
流域面積		391.9k m ²	
発 電 計 画	発電方式	流れ込み式	
	取水位	EL.385.0m	
	放水位	EL.272.8m	
	総落差	112.2m	
	有効落差	96.5m	
	使用水量	48.35 m ³ /s	
	水車単機出力	20.7MW	
	発電所出力	40MW	
	年間発電電力量	164.7GWh	
設 備 概 要	ダ ム	形式	コンクリート重力式
		高さ	32.0m
		堤長	155.6m
		常時満水位	EL.385.0m
		利用水深	5.0m
	貯水池	総貯水容量	1,631,000 m ³
		有効貯水容量	604,000 m ³
		死水容量	1,027,000 m ³
	水 路	導水路	延長 3,400.0m、φ 4.0m
		水圧管路	延長 164.3m、φ 3.5m
		放水路	延長 40.0m 幅 12.0m
	水車	形式	立軸フランシス(新興国製)
		台数	2 台

出所:越国事業者報告書

2.1.4 発電計画、設計・施工計画の概略評価

(1) 発電計画

調査団により発電計画(原案)の概略評価を行った。主な改善事項は以下のとおり。これにより、効率的、効果的な発電計画となり、適切な事業計画に繋がるものとなる。

表-2.4 改善事項

現状(越国原案)	改善事項
使用水量の変動に係わらず機器効率を一定	左記効率の明確な設定根拠等は得られていないが、使用水量に応じた適切な機器効率の設定
流れ込み運転にて発電電力量を算定	発電電力量が増加し事業性改善にも繋がるピーク調整運転とする
水路ルートの一部が明かり部を横断	ダム他計画地点全般において、地形・地質上の大きな問題は見受けられず、地点選定として概ね妥当。ただし、導水路の一部が明かり部を通過する計画にあり、設備保安上から全線トンネルが望ましい。それにより、土地改変範囲も抑制される

日本製水車・発電機の使用を前提として、発電方式等を見直し、発電電力量を調査団にて改めて算定した。なお、開発規模の妥当性も確認している。その結果、年間発電電力量は170GWhとなった。

表-2.5 調査団により見直し・算定した内容

見直した項目	事業計画(原案)	調査団見直し・算定
発電方式	流れ込み式	調整池式
有効落差(m)	96.5	98.7
水車単機出力(MW)	20.7	22.3 (効率見直しによる出力の増)
発電所出力(MW)	40.0	43.6
年間発電電力量(GWh)	164	170
総貯水容量(m ³)	1,631,000	2,494,000
有効貯水容量(m ³)	604,000	840,000

出所:越国事業者報告書及び調査団作成

(2)設計・施工計画概略評価(土木建築構造物)

設計・施工計画に関して行った概略評価の主な内容は以下のとおり。

表-2.6 評価内容

項目	評価内容
ダム安定評価	我が国で行われている手法により評価を行い、力学的な安定上の問題は特になことを確認
導水路覆工厚、水圧管路厚	実績との比較等を行い、必要な導水路覆工厚、水圧管路厚で設計されていることを確認
サージタンク規模	規模の妥当性を確認
設定工期	概ね日本の実績やベトナムにおける同規模発電所の実績相当であることを確認

検討に用いたダム及びサージタンクの断面図を図-2.4、図-2.5に示す。

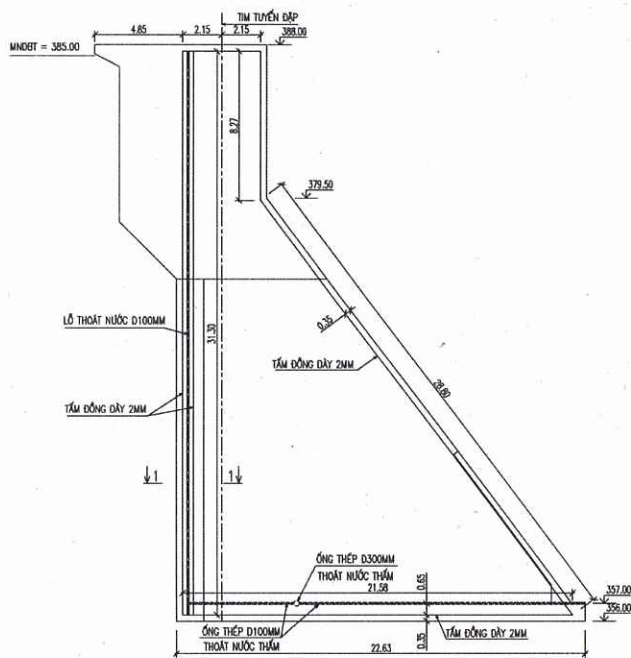


図-2.4 ダム断面図(非越流部)

出所: 越国事業者資料

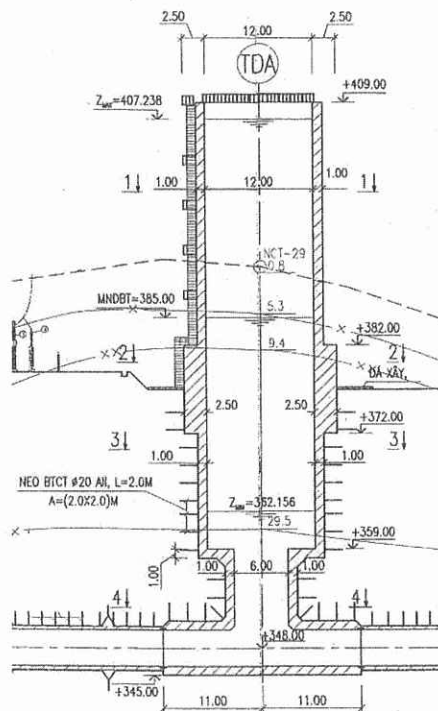


図-2.5 サージタンク断面図

出所: 越国事業者資料

2.2 ホスト国における状況

(1)ベトナムの電力事情

従来ベトナムの電力市場は、発電、卸売、小売市場及び送電を含め、ベトナム電力公社 (EVN) という国営企業による独占状態にあった。電力料金は1年単位で固定され、東南アジアで最も低い水準にとどまり、電力セクターへの投資の足かせとなっていた。更にベトナムでは水力発電への依存度が高いため、天候の影響を受けやすい。

他方、2004年の電力法及び2006年の首相決定により電力市場改革のためのロードマップが策定され、市場自由化が進められている。2013年12月に施行された決定でスケジュールは更に前倒しされ、2014年までに発電市場、2022年までに卸売市場、その後小売市場の自由化を図ることが予定されている。電力価格は、2011年の首相決定により年4回まで改定が可能で、実際、電力料金は値上げされている。

ベトナムの電力需要に関しては、表-2.7に示すとおり、顕著に増加している。

表-2.7 ベトナムの電力需要

最大電力	<ul style="list-style-type: none">最大電力は2001年から2010年の間に10%以上の伸び率で増加し、2010年には1,600万kWとなっている。
発電電力量	<ul style="list-style-type: none">発電電力量は2001年からの12年間で3.8倍に増加し、2012年には1,176億kWhに達している。電源別に見ると、2010年以降のソラ水力発電所1~6号機の順次運開に伴い、水力発電による発電量が大きく伸びている。2012年には水力だけで531億kWhを発電しており、総発電電力量の45%を占めている。火力では、フーミーガス火力発電所の運開等によって、ガス火力の発電量が着実に伸びてきており、2012年では404億kWhと全体の34%を占めている。このようにベトナムの電力供給は水力と火力が半分ずつ担っており、水力が大きな比率を占めていることから供給力はその年の降水量の多寡に大きく左右されることになる。

出所:海外諸国の電気事業 第1編 2014年 一般社団法人海外電力調査会

(2)本プロジェクトに関連する主な行政機関

本プロジェクトに関連する主な行政機関を表-2.8 に示す。

表-2.8 本プロジェクトに関連する主な行政機関

<p><u>商工省 (MOIT: Ministry of Industry and Trade)</u></p> <p>商工省は、急速な経済発展及び国際化への対応を強化するため、重複していた権限の統一を図り、速やかに工業国となれるよう発展戦略を実行していくことを目的に、2007年7月に電力・エネルギー分野の規制・監督をしていた工業省と商業省が統合したものである。そのため、商工省では、前身の工業省から業務を引き継ぎ、各産業に加え、電力・エネルギーの分野を管轄している。商工省の主要な業務は以下の通りである。</p> <p>①管轄下の産業に関する「法令・規則」、「国家開発戦略計画」、「マスタープラン」の策定 ②「法令・規制」、「戦略計画」、「マスタープラン」の実施・監督 ③電源開発計画や電力料金など、管轄下の産業に関連する許認可</p> <p>なお、電力分野に関する主な業務は、以下の通りである。</p> <p>①電力設備の運転・保守、給電に関する規制 ②電気料金の認可 ③投資を促進するためのプロジェクト(マスタープランに従ったプロジェクト)の公表 ④省や管轄都市が作成する「電力マスタープラン」の承認</p>
<p><u>電力規制局 (ERAV: Electricity Regulatory Authority of Vietnam)</u></p> <p>電力規制局は、電力セクターにおけるマネジメントについて商工省(MOIT)を補佐するため、2005年11月に設立されたものであり、電力市場の規制及び電力料金の規制などを実施している。</p>
<p><u>財務省 (MOF: Ministry of Finance)</u></p> <p>財務省は、国家財政や国家予算の管理に加えて、輸出信用に関する政府保証の調整、開発援助基金(DAF: Development Assistance Fund)を通じた資格者への公的融資などを実施している。</p>
<p><u>資源環境省 (MONRE: Ministry of Natural Resources and Environment)</u></p> <p>資源環境省は、2002年に環境公害問題への対処を強化すること及び多岐にわたる環境行政の一元化を目的に環境に関する政府組織を再編したことにより発足した組織であり、環境に関する業務、環境規制の策定に加えて、鉱物資源の探査・開発に対する許可、天然資源分野の監督・検査、天然資源における科学技術開発の責任も有している。</p>
<p><u>エネルギー研究所 (IE: Institute of Energy)</u></p> <p>エネルギー研究所の管轄は、1995年に「エネルギー省」から現在のベトナム電力グループ(EVN: Vietnam Electricity)に代わり、2007年から商工省の管轄となっている。従来と同様にエネルギー政策の立案や全国・地域レベルの電源開発計画の策定を行う他、電力設備・機器などに関する調査・研究、商業エネルギー需給や省エネルギー、新エネルギーなどに関する調査・研究を担当している。</p> <p>最近では「第7次電力マスタープラン(2011~2015) (Power Development Plan 7: PDP7)の策定を行っており、また EVN から依頼される業務のほか、各省庁などからの依頼業務も実施している。海外との共同研究実績もあり、「NEDO」や「ドイツ復興銀行」との再生可能エネルギーに関する調査も実施している。</p>
<p><u>地方人民委員会 (PPCs: Provincial People's Committees)</u></p> <p>中央政府により委譲されたすべての政府の権限を含め、統合的に地方政府を管理している。</p>

出所: 海外諸国の電気事業 第1編 2014年 一般社団法人海外電力調査会

(3)発電設備

2012 年末の発電設備容量は 26,836MW、2012 年の発電実績は 120,210GWh であった。水力発電が発電設備容量の約半分を占めるなど、水力に大きく依存している状況である。2012 年には合計 2,592MW の容量が新規で運転を開始したが、そのうち 71.4%は水力発電所であった。

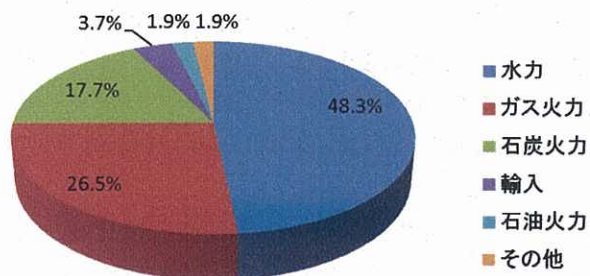


図-2.6 2012 年末発電設備容量(26,836MW)

出所:独立行政法人日本貿易振興機構 ベトナム電力調査 2013

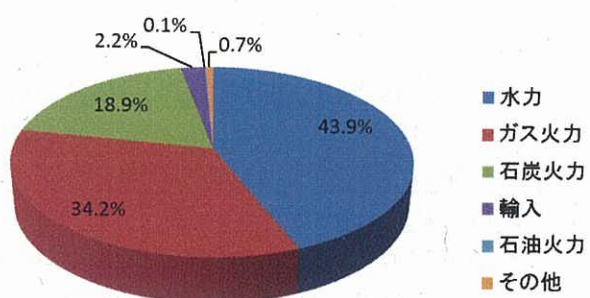


図-2.7 2012 年末発電実績(120,210GWh)

出所:独立行政法人日本貿易振興機構ベトナム電力調査 2013

(4)水力発電所の稼働状況

ソンラ水力発電所(6 台×400MW)が運転を開始した 2010 年以降、水力による発電量が増加している。しかしながら、ホアビン、ソンラ、イアリの 3 発電所で水力による発電量の 40%を占めており、特定の発電所に依存している状況である。また、各発電所はメンテナンスや事故により稼働を停止することがあるが、安定供給のためには、機器の信頼性や効率的な保守点検が求められている。図-2.8 及び図-2.9 にホアビン、イアリ発電所における 2005 年から 2012 年までの停止状況を示す。イアリ発電所については、比較的、事故による停止が多く発生している。

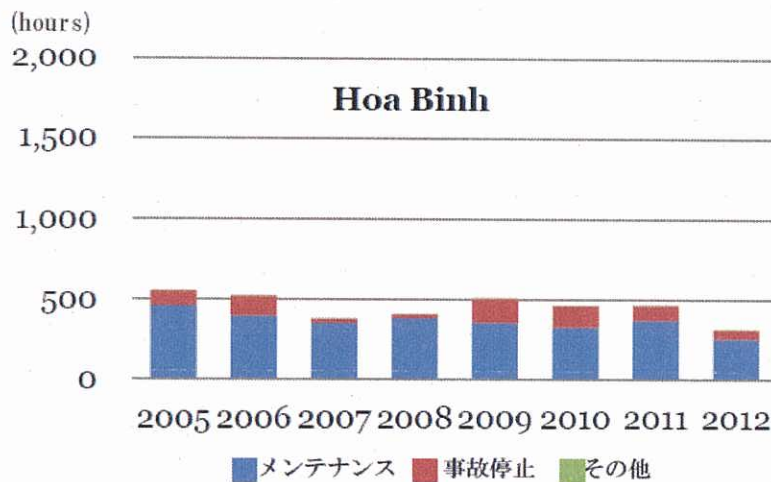


図-2.8 ホアビン発電所の停止状況

出所:独立行政法人日本貿易振興機構ベトナム電力調査 2013

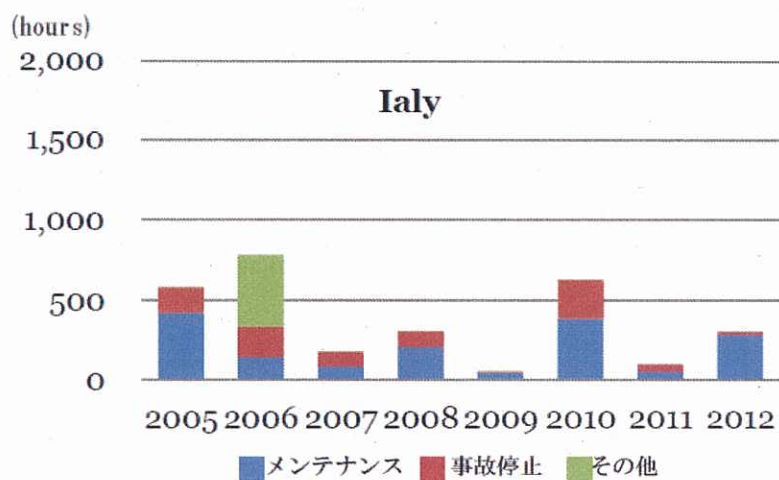


図-2.9 イアリ発電所の停止状況

出所:独立行政法人日本貿易振興機構 ベトナム電力調査 2013

(5)電力系統

ベトナムは南北に約 2,300km と細長い地形であり、500kV の送電線 2 系統で 20 ヶ所以上の変電所を介して送電を行っている。2010 年までは北部からの送電はほとんどなかったが、2010 年のソンラ発電所運転開始以降は北部からの送電が急激に増えている。しかしながら、ベトナムでは、約 10% の送電ロスがあるため、北・中・南部で電力を融通しあうのは効率的でない。

(6)電力開発計画

今後の計画では大型の石炭火力発電所が順次運転を開始し、2030年には石炭火力発電所が発電容量の約半分を占める予定である。現在は北部クアンニン省で採掘される国内炭を燃料としているため、北部に石炭火力発電所が集中しているが、2015年以降は、南部でも輸入炭を用いた石炭火力発電所の運転開始を予定している。

PDP7では、発電設備容量を2020年には75,000MW、2030年には146,800MWにする予定である。2012年末の発電設備容量26,836MWに対し、2020年には約2.8倍、2030年には約4.5倍という壮大な計画である。更に、2020年に南部ニントゥアン省において原子力発電所の運転開始を予定している。

(7)電力の自由化

発電市場、卸売市場、小売市場が段階的に自由化されてきており、ロードマップは以下の通りである。但し、ERAVへの聞き取りによると制度施行前であっても、試行的な事業が認められる余地がある。2023年から小売市場の自由化が始まり、直接エンドユーザーに販売することができる(本事業も試行的な位置付けで適用可)。エンドユーザーへの売電単価はEVNへの売電単価より高いが、輸送過程の送電ロス(約10%)及び託送料が追加的に発生する。なお、託送料は毎年決められる。

表-2.9 電力自由化のロードマップ

年	自由化の対象	内容
～2014	発電市場	発電側は入札で卸売業者へ販売
2015～2022	卸売市場	電力卸売業者が複数へ (100万kWh/年以上の事業に対して参加が許可される方針)
2023～	小売市場	需給家は配電会社を選択可

出所:独立行政法人日本貿易振興機構資料、ERAVへの聞き取り結果に基づき調査団作成

2.3 プロジェクトの普及

ベトナム国内においては、石炭火力発電所を主電源とした電源開発が進められていく方向にあるが、水力発電設備容量を2012年の約13GWから2030年には約17GWまで増加させる予定である。再生可能エネルギーである水力発電は、ベトナム及び近隣の東南アジア諸国においてもポテンシャルは高い。

本プロジェクトの成功により、日本特有の技術である補機の簡素化による保守の省力化、環境対応技術の向上、高品質化による保守費用の削減、設備利用率の向上等が図られる。これらにより、ランニングコストの低減に繋がり、日本製品を採用することで総合的な経済性が向上することが示されれば、ベトナム国内、近隣諸国に拡大する可能性が高い。

3. 調査の方法

3.1 調査実施体制

本調査は、九州電力株式会社と富士・フォイト hidro株式会社により実施し、資金計画や方法論に関する業務については株式会社みずほ銀行に外注した。調査実施体制を以下に記載する。

表-3.1 調査実施体制

調査実施に関与した団体名		実施内容
九州電力株式会社	実施者	<ul style="list-style-type: none"> ・調査総括 ・最適発電計画 ・設計・施工計画概略評価
富士・フォイト hidro株式会社	共同実施者	<ul style="list-style-type: none"> ・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 ・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 ・適格性要件検討
株式会社みずほ銀行	外注先	<ul style="list-style-type: none"> ・ファイナンススキーム検討、事業性評価 ・適格性要件を含む JCM 方法論案作成

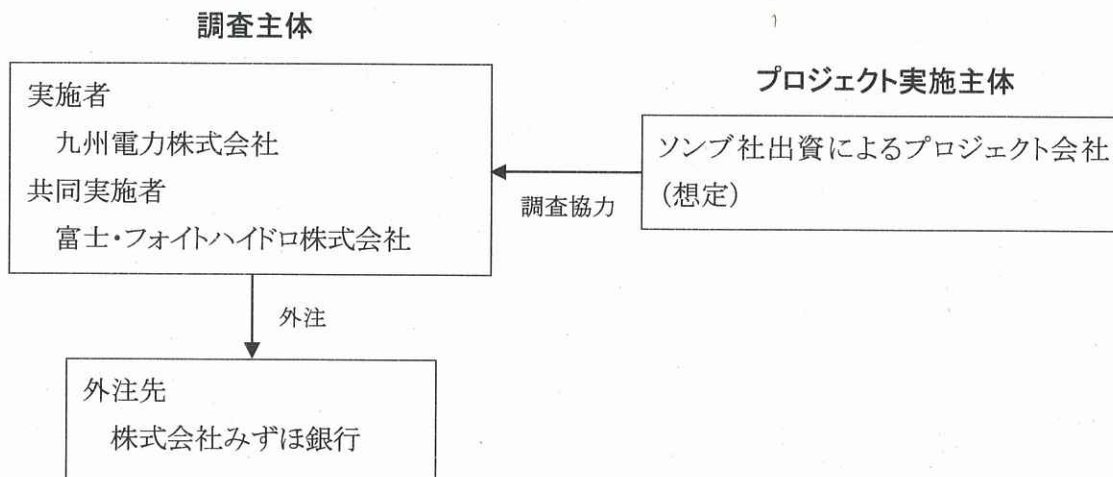


図-3.1 調査実施体制関係図

3.2 調査課題

(1) 発電計画、設計・施工計画の妥当性

- ・対象となるナムクン地点について、ベトナムの事業者による具体的な発電計画、設計・施工計画の状況把握

(2) ベトナムに導入されている設備の性能及びメンテナンス状況

- ・ベトナムで使用されている機器の市場調査、性能・効率、コスト等の現状把握
- ・現状のメンテナンス方法
- ・既設・計画送電線ルート
- ・機器に関する事業者のニーズ

(3) 資金計画及び事業性評価のための諸条件

- ・事業者の資金計画(出資・融資の割合、融資調達計画など)
- ・ベトナムの政府保証の条件、ナムクン地点への適用可能性
- ・売電単価の現況及び今後の見通し
- ・O&M 費用(既設発電所の実績など)

(4) 方法論案構築のための諸条件

- ・グリッド接続計画
- ・最新の CO₂ 排出係数公表値
- ・適格性要件の設定

3.3 調査内容

ラオカイ省ナムクン地点における水力発電の事業計画や水力発電事業に関連するベトナムの政策・制度等について、ベトナムの事業者、政府機関等と打合せや聞き取りを行うとともに、ナムクン地点の現地踏査や新興国製の主機を導入している既設水力発電所の設備視察を実施した。

また、プロジェクトによる収入が最大となるように発電方式の見直しを行うとともに、工事費に与える影響の大きい主要土木構造物の安定性等を確認した。調査内容を以下に記載する。

(1)中小水力の開発状況、方針

ベトナムにおける中小水力の開発状況や方針を踏まえ、日本技術の優位性等を検討した。

商工省(MOIT)への聞き取り

- ・現在、ベトナム全土でマスタープランにリストアップされている案件は全部で約 800 地点あり、そのうち 30MW 以下が約 700 地点、30MW 以上が約 100 地点である。その約 100 地点のうち、未開発が 50～60 地点ほどある。
- ・政府は状況を把握しながら水力を推進し、良い技術を応援している。日本の技術の活用を目指した JCM の取り組みを歓迎し、安全な日本の設備の導入を期待している。

電力規制局(ERAV)への聞き取り

- ・今回のナムクン地点を対象とした JCM 実現可能性調査については、その成果を他のプロジェクトと共有し、ベトナムで広く普及展開させたい。

エネルギー研究所(IE)への聞き取り

- ・至近 10 年において、中小水力の計画地点数が増えたが、資金不足やあるいは技術を伴わない計画のためにプロジェクトが進んでいない状況。
- ・発電所の安全・安定運転のニーズがあり、安価で品質が良くない設備を使用することについて見直す動きが想定される。

ソンブ社

- ・中小水力発電事業の状況としては、ベトナムは高金利で電力買取価格が低く、また、資金がないため、やむを得ず安価な新興国製の水車・発電機を使用している。新興国製を使用するのは品質の面で安定運転に対するリスクが高い。

(2)発電計画、設計・施工計画の妥当性

以下に示す聞き取り内容を踏まえ、発電計画や設計・施工計画を概略評価し、改善事項を提言した。

ソンブ社への聞き取り

- ・発電計画に必要な水文資料等について、既存のデータを確認した。
- ・ベトナム事業者の発電計画手法等について聞き取り。
- ・アクセス道路及び水路ルート、ダム、発電所(建屋)等の計画に関し、現地ラオカイ省のナムクン地点にて状況を確認した。

(3)導入設備の性能及びメンテナンス状況

日本技術の優位性等を評価するため、以下に示す水車・発電機の性能、メンテナンス状況やニーズ等を確認した。

ソンプ社への聞き取り

- ・日本製水車・発電機のニーズが高いが割高であるため、やむを得ず安価な新興国製の水車・発電機を使用している。
- ・長期安定運転のために、耐久性の良い日本製の水車・発電機関連設備一式を導入したい。これまでのメーカーはアフターサービスがない。数年に一度の設備点検を望む。

(4) 資金計画及び事業性評価のための諸条件

以下に示す、O&M費、電力買取価格、融資条件や融資返済保証の可能性等について確認し、ファイナンススキーム検討や事業性評価を実施した。

ソンプ社への聞き取り

- ・ベトナム市中銀行の金利は以前より低下しているが(水力の場合、ドン建てで 10%程度)、外国融資と比べると依然高い。
- ・数年前のベトナム市中銀行は水力事業への融資に消極的であり、不動産事業などを優先していたが、最近では、技術面でリスクが小さい事業に貸すように変化してきている。
- ・O&M 費は、ムンフム発電所の場合、突発的な事故対応を除くと、月 13,000 ドル程度(内訳人件費:月 10,000 ドル、オイル・消耗品費等:月 1,000 ドル、事務所運営費等:月 2,000 ドル)。

電力規制局(ERAV)への聞き取り

- ・電力買取価格については、30MW 以下(ただし、同一水系における複数地点の開発の場合は60MW 以下)の場合、回避可能原価の適用が可能。30MW 超の場合は、EVNとの交渉により決定される。30MW 超の場合のEVNとの電力買取価格の交渉は、売電量の80~90%がその対象となり、残りの10~20%は市場価格となる。回避可能原価は今後上昇するものと思われる。

環境保護基金(VEPF)への聞き取り

- ・ベトナムでは、現在、風力発電、バイオマス発電、廃棄物発電が上乗せ価格の対象となっており、水力発電については対象外である。

株式会社国際協力銀行(JBIC)への聞き取り

- ・JBIC 融資の際は、買電契約(PPA)の履行に対するベトナム政府保証が必要となる。
- ・ベトナムの場合は PPA 交渉と融資契約を終えるまでに通常数年要する。

アジア開発銀行(ADB)への聞き取り

- ・民間への直接融資に関し、融資判断は個別のリスク評価により行い、ベトナムの政府保証は必須ではない。
- ・オフテイクリスクを特に評価する。
- ・なお、ADB の融資を受ける際、ESIA はベトナム政府の要請する水準よりも詳細なものが必要。特に住民移転や土地利用の補償水準についての慎重な検討がなされる。初期投資だけでなく、ライフサイクルコストについても今後重視する。

国際金融公社(IFC)への聞き取り

- ・ベトナムの発電事業への融資の実績はないが、スポンサーの経験を重視する。水力で実績があるなら高く評価できる。先進国側の投資があることも重要。
- ・オフテイクリスクについて検討が必要。
- ・ESIA については、IFC Performance Standard に準拠する必要がある。
- ・ベトナム地場銀行との協調融資の実績はないが可能性はある。邦銀も可能性はあるが先例がない。

ベトナムの地場銀行への聞き取り

- ・ベトナムの地場銀行はドル建ての融資が不可能であり、なお、ドン建ての場合、利息が 10% ~15%程度になり、かなり高い。そのため、ベトナム地場銀行の融資では、日本製機器の高いコストをカバーできない。

財務省(MOF)への聞き取り(融資返済に対する政府保証の条件)

- ・事業が国のマスタープランに含まれていることが前提となる。
- ・事業採算性をチェックする。政府保証がなくても実施可能な水準でなければならない。
- ・事業者の技術力や財務諸表等により投資能力をチェックする。共同事業の場合は、ベトナム事業者、外国事業者両方を評価する。
- ・融資額に対し、ベトナム事業者出資比率分のみが政府保証の対象となる。例えば、出資比率がベトナム:日本=7:3 の場合、保証対象は融資総額の 70%のみ。
- ・プロジェクトに関連する政府機関の意見等も踏まえ、財務省で評価を行い、最終的には首相が政府保証可否を判断する。

多数国間投資保証機関(MIGA)への聞き取り

- ・MIGA 保証の際は、PPA の履行に対してベトナム政府保証が必要となる可能性が高い。
ただし、サポートレター取り付けなどの代替手段で対応できる可能性は残される。

(5)方法論案構築のための諸条件

以下に示す、適格性要件の検討やリファレンス排出量の算定等のための情報を収集した。

適格性要件

- ・越国で使用されている機器の性能や機器に関する事業者のニーズ等を踏まえ、客観的で容易な適格性要件の設定を検討した。

リファレンス排出量、プロジェクト排出量の算定

- ・CO₂ 排出係数等について政府機関へ聞き取りを行い、リファレンス排出量の算定根拠を明確にした。

4. プロジェクト実現に向けた調査

4.1 プロジェクト計画

4.1.1 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ダ社から成る事業コンソーシアム(ソンダホアンリエン社)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・フォイトハイドロ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・フォイトハイドロ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。

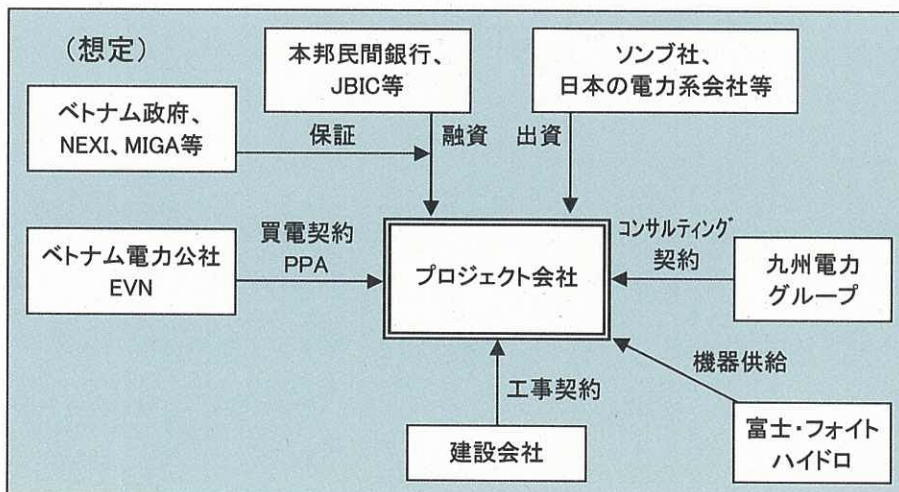


図-4.1 プロジェクト実施体制

出所:調査団作成

4.1.2 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 hidro 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-4.1に示す。

表-4.1 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-4.2 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

4.1.3 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-4.3に示す。

表-4.3 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

① 初期コスト

ケース2、ケース3における本プロジェクトの初期投資費用は約70百万USD(1,486,314百万VND(1USD = 21,345 VND(2015年1月26日)))を想定しており、このうち、水車・発電機等主設備は、従来ベトナムで用いられていた新興国製の安価・低性能なものではなく、ベトナムのニーズに合致しJCMプロジェクトとして適切な日本製を使うことを前提とする。本件では日本製として富士・ハイドロフォイト製を想定した。その設備費は約27.5億円(495,102百万VND(1VND = 0.00555円(2015年1月26日)))となり、新興国製の約2倍となる。

表-4.4 新興国製水車・発電機使用(ケース1)と日本製水車・発電機使用(ケース2、ケース3)の初期投資額の比較(10⁶VND)

項目	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
土木建築	591,601	591,601
土木機械	53,428	53,428
電気設備(水車・発電機等)	267,593	495,102
その他(予備費、建中利息等)	359,004	346,183
計	1,271,626	1,486,314

出所:越国事業者資料及び調査団算定

② 運用コスト

プロジェクトの運営は、ソンプ社が行うことを想定しており、約13,000USD/月が見込まれる。また、事業期間における機器のオーバーホール、更新費用及び発電停止期間を以下のとおり想定する。

なお、JCMとして考慮する場合、MRVコストが追加的に発生するが、これについては一般財団法人日本品質保証機構への聞き取りに基づいて、10,000USD/年を想定する。

表-4.5 新興国製と日本製の水車・発電機オーバーホール、更新費用及び発電停止期間の比較
(想定)

項目	オーバーホール、更新時期 対象部品	5年後		10年後		15年後		20年後		25年後		30年後		35年後		費用及び期間合計															
		費用	発電停止期間 (単位:月)	費用	発電停止期間 (単位:月)	費用	発電停止期間 (単位:月)	費用	発電停止期間 (単位:月)	費用	発電停止期間 (単位:月)	費用	発電停止期間 (単位:月)	費用	発電停止期間 (単位:月)	費用	発電停止期間 (単位:月)														
新興 国製	100	10.0	2.0	10.0	2.0	10.0	2.0	10.0	2.0	10.0	2.0	10.0	2.0	10.0	2.0	30.0	6.0														
	更新																														
	水車ファンナ	3.0	0.5			3.0	0.5			3.0	0.5			3.0	0.5	12.0	2.0														
	更新			10.0				10.0				10.0				30.0	0.0														
	発電機軸受	5.0	0.5	6.5		5.0	0.5	6.5		5.0	0.5	6.5		5.0	0.5	20.0	8.0														
更新															15.0	1.5															
計		8.0	6.0	1.0	7.0	20.0	0.0	2.0	2.0	8.0	0.0	1.0	1.0	35.0	0.0	3.5	3.5	8.0	0.0	1.0	1.0	20.0	0.0	2.0	2.0	8.0	0.0	1.0	1.0	107.0	17.5
日本 製	100	10.0	2.0	10.0	2.0	10.0	2.0	10.0	2.0	10.0	2.0	10.0	2.0	10.0	2.0	30.0	6.0														
	更新																														
	水車ファンナ	1.5	0.5	0.5		1.5	0.5	0.5		1.5	0.5	0.5		1.5	0.5	3.0	1.0														
	更新			10.0				10.0				10.0				10.0	0.0														
	発電機軸受					2.5	1.0	1.0		2.5	1.0	1.0		2.5	1.0	2.5	1.0														
更新															0.0	0.0															
計		0.0	0.0	0.0	0.0	11.5	0.0	2.5	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	22.5	1.0	2.0	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5	0.0	2.5	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	45.5	8.0

出所:調査団にて想定し作成

前提条件

①費用は全て初期費用を100とした場合の比率で記載。

②オーバーホール周期は10年とし、新興国製、日本製それぞれ以下の条件で保守費用の比較を行った。

新興国製

- ・水車ファンナは5年目に肉盛補修、10年目には交換とし、それ以降も5年ごとに肉盛補修と更新を繰り返すものとした。
- ・軸受は頻繁に不具合が発生することを前提とし、運転開始後5年で突発事故、それ以降は10年ごとに不具合が発生するものと仮定した。

ただし、2回目以降については予備軸受を有するものとして、発電停止は工事期間のみ考慮する。

- ・発電機固定子の交換周期は20年とする。

日本製

- ・水車ファンナは10年目に肉盛補修、20年目には交換とし、それ以降も10年ごとに肉盛補修と更新を繰り返すものとした。
- ・軸受は20年に1回の錆込み替えとする。
- ・発電機固定子の交換周期は40年とする。

③税制

ベトナムにおける税制関連について以下に記載する。

法人税 (Corporate income tax)

法人税の概要は以下のとおり。

表-4.6 ベトナムにおける法人税

ベトナムにおける標準的な法人所得税率は 22%と定められている。ただし、年間の売上金額が 200 億 VND を超えない会社は、法人所得税 20%が適用される。標準税率は 2016 年 1 月 1 日より 20%に引き下げられる。
このほか、地域に応じて 32%~50%の法人所得税率が、ベトナムでの希少で重要な資源の探鉱、探査及び開発活動の所得に対して適用される。
他のアジア諸国と比較してベトナムの標準税率は平均的水準にある。

出所:ベトナムにおける税務Q&A、独立行政法人日本貿易振興機構、2014年3月

表-4.7 新規投資企業に対する法人税率一覧(天然資源の採取事業を除く)

税率	条件	適用期間	免税	減税 (50%)
22%	下記以外の全ての企業	2015年12月迄 (2016年1月1日以降20%)	-	-
	利便性の高い経済・社会条件を持つ地域に属する場合を除く、工業団地での新規投資プロジェクト(*)		2年間	4年間
20%	困難な経済・社会条件を持つ地域での新規投資プロジェクト及び事業拡大投資プロジェクト(*)	15年間 (2016年1月1日以降17%)	2年間	4年間
	高級鋼・省エネ商品の生産、農業・林業・漁業・塩の生産のための機械・設備製造、灌漑設備の製造、家畜・家禽・水産物用飼料の生産、伝統産業の開発			
	人民信用基金、マイクロファイナンス機関	全期間 (2016年1月1日以降17%)	-	-
10%	特別に困難な経済・社会条件を持つ地域、経済区、ハイテク区での新規投資プロジェクト及び事業拡大投資プロジェクト(*)	15年間	4年間	9年間
	技術開発・科学研究、ハイテク法に規定され、投資が優先されるハイテク応用、ソフトウェア開発、ハイテク養成、複合材料・軽量建材・希少材料の生産、再生可能エネルギー・クリーンエネルギー等の生産、バイオテクノロジー開発、環境保護等に関する新規投資プロジェクト及び事業拡大投資プロジェクト(*)			
	ハイテク法に基づくハイテク企業、ハイテク農業企業			
	特別消費税の課税対象の製品生産と鉱物抽出プロジェクトを除き、生産分野における、次の2つ条件のうちいずれかを満たす新規投資プロジェクト及び事業拡大投資プロジェクト(*)			
	① 資本規模が最低6兆VNDで、投資許可書が発行されてから3年以内に資本金の出資を完了し、売上が発生してから3年後の年間売上が最低10兆VNDになるプロジェクト	全期間	-	-
	② 資本規模が最低6兆VNDで、投資許可書が発行されてから3年以内に資本金の出資を完了し、労働者が3,000人以上のプロジェクト			
	教育・訓練・職業訓練・医療・文化・スポーツの分野における社会化活動を実施している企業			
	住宅法の第53条で規定されている対象向けの社会住宅投資プロジェクト			
プレス機関の新聞発行による所得、出版機関の出版活動による所得	全期間	-	-	
森林の植栽・保護、社会・経済的に困難な地域での農業・林業・水産業、塩の生産・精製、農産物・水産物・食品の保管等				
農業共同組合、共済組合				

※ 特別に投資を誘致する大規模及びハイテクプロジェクトに対しては、優遇税制の適用期間が延長される可能性があるが、最大延長期間は15年間となる。

※ 優遇税制の適用期間に関しては、売上が発生した年から開始される。ハイテク企業、ハイテク農業企業に対してはハイテク企業、ハイテク農業企業である証明書が発行された年から開始される。ハイテク応用プロジェクトに対しては、ハイテク応用プロジェクトである証明書が発行された年から開始される。

※ 免税・減税期間に関しては、売上発生後3年間課税所得がない場合は、4年目から自動的に開始される。

出所: ベトナムにおける税務Q&A、独立行政法人日本貿易振興機構、2014年3月

本事業は2019年の運転開始予定(想定)のため、引き下げ後の20%の税率が適用される。なお、特別に困難な経済・社会条件を持つラオカイ省での新規投資プロジェクトであるため、10%の優遇税率が適用できる。以上により、本プロジェクトの事業全期間における税率は以下の通りとなる。

表-4.8 本事業での税率

1～4年目	5～13年目	14～15年目	16年目～
0%	5%	10%	20%

輸出入関税 (Import and Export duties)

ベトナムの輸入関税には、標準関税率、優遇関税率、特別優遇関税率、その他の4種類の異なる税率が採用されている。

本事業の場合は、法人税の優遇措置を受ける、特別に困難な経済・社会条件を持つ地域に該当するラオカイ省においての投資であることから、Decree No.87/2010/ND-CPにより、輸入機器の関税は免除される。

表-4.9 輸入関税の税率区分

標準関税率	<ul style="list-style-type: none"> 優遇税率及び特別優遇税率に該当しないその他の輸入物品については、標準関税率が適用される。標準関税率は、最恵国税率(MFN)のそれより50%高く設定されている。
優遇税率	<ul style="list-style-type: none"> 優遇税率は、ベトナムとの間で最恵国待遇をとっている通商国からの輸入物品に適用される。国内法により物品ごとに規定される。 優遇輸出入関税に関する関連法令 財務省は2013年11月15日付のCircular 164/2013/TT-BTC号および2011年12月30日付のDecision 3187/QD-BTC号を公布した。このCircularは2014年1月1日以降に税関当局へ登録した輸出入品の税関申告について適用される。ただし、個別の商品については、関税率が改定されており、最新の関税率を確認する際は、関税総局のウェブサイトにて確認するか、関連法令に規定された個別の税率表を参照することが必要。
特別優遇税率	<ul style="list-style-type: none"> 特別優遇税率は、自由貿易地域や共通関税制度の一環として、国際貿易の連携強化に向けて、またはその他特別優遇措置の対象となる場合において、ベトナムとの間で特別優遇輸入関税に関する協定を締結している通商国または国家連合からの輸入物品に対し適用される。
その他	<ul style="list-style-type: none"> 国内の関税法令により、個別に優遇税率が適用される。主な物品について、以下に内容を記載する。 電子部品及び付属品 その他部分品及び付属品 自動車及び自動車部品

出所: 独立行政法人日本貿易振興機構ホームページ

天然資源税 (Natural resources tax)

ベトナムが指定する石油、鉱物、森林資源、水産物、天然水等の開発には、ベトナム財務省発行 2009 年 2 月 19 日付の政令 Circular 32/2009/TT-BTC により、天然資源税が課される。税率は 0% から 40% の範囲であるが、政府が国の発展にとって重要だとみなすプロジェクトに関しては、税率を引き下げられる場合もある。また、ベトナムの合弁パートナー等が天然資源を資本の一部として出資している場合は、この税が免除されることもある。

水力発電については、Circular No.105/2010/TT-BTC により、「売上高×2%」が天然資源税として課せられる。しかし、Circular No.32/2014/TT-BTC により、回避可能原価で売電を行う事業については、買電者(本件では EVN)に天然資源税が課せられる。

付加価値税 (Value added tax)

ベトナムにおける付加価値税は一部例外を除いて、Decree No. 123/2008/ND-CP dated 08 Dec 2008 により、標準税率 10% が適用できる。申告・納付の時期については以下のとおりである。

表-4.10 VAT の申請時期

設立後 12 ヶ月未満の企業		月次申告
設立後 12 ヶ月以上の企業	前年の売上が 200 億 VND 以上	月次申告
	前年の売上が 200 億 VND 未満	四半期申告

出所:ベトナムにおける税務Q&A、独立行政法人日本貿易振興機構、2014年3月

通常は、売上 VAT と仕入れ VAT が相殺されるが、支払・回収時期のズレや、VAT 0%課税取引によって生じる差額を還付請求できる場合がある。

表-4.11 VATを還付請求できるケース

インボイス方式を採用する場合で、連続する12ヶ月間の仕入VAT > 売上VATの月次申告の場合、又は連続4四半期間の仕入VAT > 売上VATの四半期申告の場合
<p>新設法人・開業準備法人のうち、次のいずれかの場合</p> <ul style="list-style-type: none"> ・開業から生産開始までの準備期間が1年超の場合、年度ごとに仕入VATの累計額を還付申請できる。 ・控除可能な仕入VATの累計が3億VNDを超えた場合。
<p>輸出法人のうち、次の場合</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原則として将来の売上VATから控除するが、1ヶ月間に控除可能な仕入VATの額が3億VNDを超えた場合。
<p>外国人、外国で居住しているベトナム人のうち、次の場合</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外国の管轄機関により発行されたパスポート又は入国書類を持つ外国人、又は外国で居住しているベトナム人が、ベトナムで購入し、持参している商品にかかるVATの還付(出国時)。
<p>ODAを利用しているプロジェクトのうち、次の場合</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ベトナムで購入し、プロジェクトに使用されている商品、サービスにかかるVATの還付。

出所: ベトナムにおける税務Q&A、独立行政法人日本貿易振興機構、2014年3月

本件における設備(水車・発電機等)に対しては10%のVATが課せられる。設立後12ヶ月以上の企業で、前年の売上が200億VND未満の場合、四半期申告が必要となる。なお、インボイス方式を採用し、連続4四半期間の仕入VAT > 売上VATの四半期申告の場合、還付請求ができる。

申請から還付に要す時間は、地方や時期によって異なる。申請から実際に還付されるまでに、2年程度かかる等、還付を受けるまでにかかりの時間を要すケースもある。

環境保護税 (Environment protection tax)

環境保護法に基づいて、天然資源を開発する企業は、開発の開始前に、環境改善及び環境回復のために、環境保護基金に預託金を支払わなければならない。しかし、Circular No.32/2014/TT-BTCにより、回避可能原価で売電を行う事業については、買電者(本件ではEVN)に預託金支払いが課せられる。

非農地使用税 (Non-agricultural land use tax)

下記の土地に対する使用权を有する個人・組織は、Law 48/2010/QH12により、非農地使用税の納付対象となっている。

- ・農村・都市部における宅地
- ・工業・商業用の非農地: 工業団地開発用の土地、生産拠点建設用の土地、鉱物発掘用の土地、建設資材生産用の土地、陶磁器生産用の土地
- ・事業目的で利用される他の非農地

④売電収入

収益においては、買取価格と買取電力量について分析する。

買取価格の分類

ベトナムにおける再生可能エネルギーのうち、水力発電の買取価格は表-4.12 に示すように分類される。

本事業については、同一水系における複数地点の一貫開発を前提として(計画出力は閾値 60MW を下回る)、回避可能原価の適用を想定する。

表-4.12 水力発電の買取単価

開発形態	単独開発		同一水系における複数地点の一貫開発	
	出力	30MW 以下	30MW 超過	60MW 以下
適用価格	回避可能原価	EVN との交渉価格	回避可能原価	EVN との交渉価格

出所: ERAV 等への聞き取り

回避可能原価 (Avoided Cost)

回避可能原価とは、電力会社が再生可能エネルギーを買い取ることにより、本来予定していた発電を取りやめ、支出を免れることが出来た費用をいう。

ベトナムでは、回避可能原価は、北部、中部、南部の 3 地域ごとに、季時別の価格が設定されている。雨季と乾季、peak と off-peak などによりそれぞれ異なる。毎年、電力規制局が価格の見直しを行っている。

表-4.13 回避可能原価の分類

雨季と乾季の分類	雨季	7月1日～10月31日
	乾季	11月1日～6月30日
時間帯の分類	通常時間帯	月曜日～土曜日 4時～9時30分、11時30分～17時、20時～22時 日曜日 4時～22時
	ピーク負荷時間帯	月曜日～土曜日 9時30分～11時30分、17時～20時
	低負荷時間帯	毎日 22時～4時

出所: ERAV 等への聞き取り

季節・地域によって価格は異なるが、付加価値が高い乾期のピーク時間帯の買取時に高い単価が付けられている。そのため、事業者側としては、日変動を制御する貯水池式を優先する(ピーク時の高い買取価格を適用できる)という対応策が取られることがある。本調査でも同様にソンプ社の計画を見直し、発電方式を流れ込み式から調整池式に変更した。

地域によらず一律に適用される回避可能設備価格(avoided capacity cost)は、ピーク時間帯及び乾期にのみ支払われる。

北部地域における2014年の回避可能原価は表-4.14のとおりである。

回避可能原価は、再生可能エネルギー・プロジェクトに関する標準化電力契約書と一緒に適用されるものである。小型発電所からの電力購入諸条件があらかじめ設定されているという意味で、この制度は小規模の再生可能エネルギー開発促進に貢献する。

EVNとの交渉においては買取価格が安く叩かれることが多く、交渉が難航する事例が見られるため、一般的に、回避可能原価は、交渉ベースでの単価よりも相対的に有利である。

表-4.14 2014年北部地域における回避可能原価表 (VND/kWh)

項目		乾期			雨期		
		ピーク時間帯	通常時間帯	低時間帯	ピーク時間帯	通常時間帯	低時間帯
電力価格	北部地域	638	634	631	607	613	620
設備価格(3地域に適用)		2,158	-	-	-	-	-
計		2,796	634	631	607	613	620

出所:MOIT “12086/QD-BCT / Decision on Avoided Costs Tariff (ACT) and PPA template for Small Renewable Energy Power Plants (2014/12/31)

ピーク運転を優先した本事業の発電電力量から売電価格を算出すると、平均の単価は、新興国製機器の場合1,128VND/kWh、日本製機器の場合1,135VND/kWhとなる。聞き取りにおいて、ERAV及びEVN NPC(配電事業者)も、その見込価格については妥当な水準であると発言している。

以下に、近年の回避可能原価の推移を示す。明らかに上昇傾向にあり、今後も政策的に値上げがなされていくと考えられる。

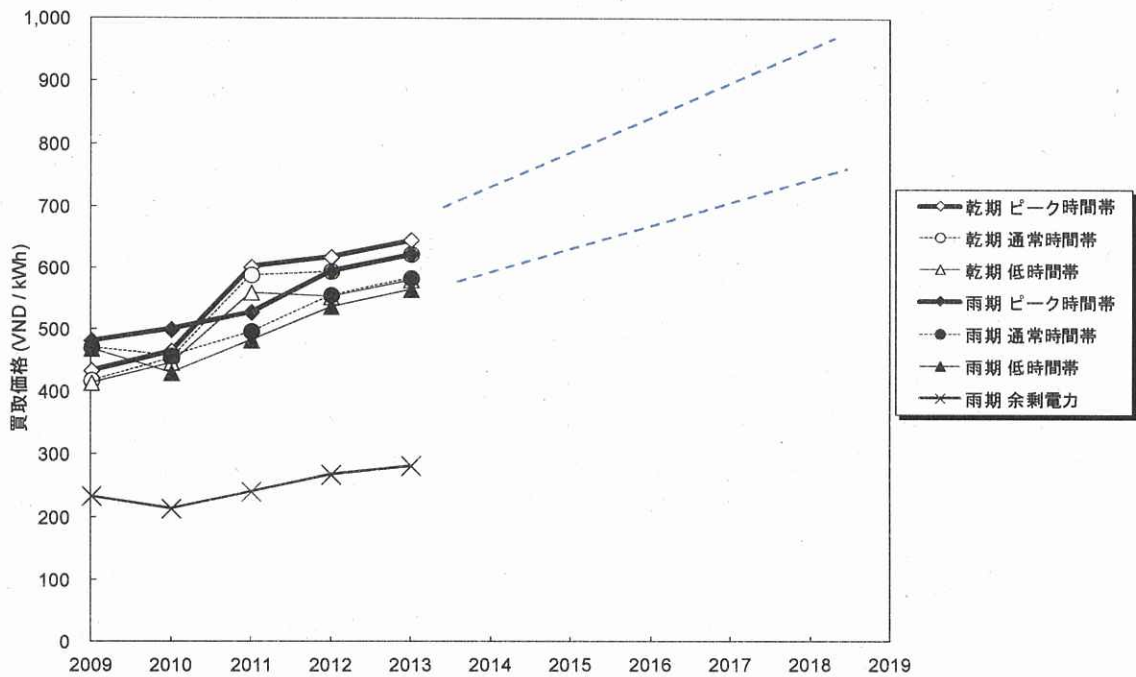


図-4.2 北部地域の回避可能原価の推移

出所:MOIT 資料に基づき調査団作成

本事業では、保守的に評価するため、売電価格は将来の回避可能原価の上昇を考慮せず、2014年の原価とした。

また、事業者と EVN NPC との PPA では、毎年、これらの値によって定められる価格の±10%幅の中で、実際の契約価格が取り決められている。なお、回避可能原価の承認の権限は、2015年に MOIT に移管される計画である。しかし、ERAV によると、それによる大きな影響はないとみられる。

再生可能エネルギーの上乗せ価格

VEPF (環境保護基金) への聞き取りによると、ベトナム政府は、発電コストの高い風力発電事業に対して上乗せ価格 (サーチャージ) を設定している。更に、バイオマス及び固体廃棄物発電に関しても上乗せ価格の対象となっている。しかし、水力発電はまだその対象には含まれていない。

表-4.15 電力買取の上乗せ価格(サーチャージ)

発電の種類	概要
風力	<ul style="list-style-type: none"> ・ベトナム国内の CDM 事業より発行される CER 売却益の一部は、ベトナム政府に納められる。それを原資の一部として、買取価格のサーチャージ(1cent/kWh)に充てている。 ・管理運用は、VEPF が行っている。 ・CER 売却益の減少に伴い、原資が不足しており、2013 年から原資として CER 売却益だけでなく政府予算も使っている。
バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> ・VEPF が窓口となって付与するが、まだ案件が無い。 ・サーチャージ額は未定。 ・原資は政府予算であり、CER 売却益ではない。
固体廃棄物	<ul style="list-style-type: none"> ・政府から直接付与。

出所:VEPF への聞き取りに基づき調査団作成

売電量

EVN との PPA は全量買取を前提としている。但し、グリッドの受入能力によっては、買取量に制約を課す可能性がある。本事業が行われるラオカイ省では、グリッドの受入能力が不足し、発電事業からの買取量を制限した事例があるが、その後、グリッドの変電設備の整備が実施され、受入能力が大幅に向上しており、本事業の買取についても問題ないと考えられる。売電量は、発電電力量から所内消費量を除いた量となる。

⑤前提条件のまとめ

主な前提条件を以下に示す。

表-4.16 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 ⁶ VND)	1,486,314(10 ⁶ VND)
O&M費(恒常分)	3,330(10 ⁶ VND)	
MRVコスト	-	213(10 ⁶ 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)収益性評価

3つのケースについて比較を行う。

①ケース1:新興国製水車・発電機使用

安価な新興国製水車・発電機を使用する場合の本プロジェクトの事業収益は以下の通りである。なお、以下に示すとおり、事業期間における機器オーバーホール、更新費用及び発電停止に伴う収益減少を想定する。

表-4.17 機器オーバーホール、更新費用及び発電停止期間(想定)

事業年	オーバーホール、更新費用(10 ⁶ VND)	発電停止期間(月)
5年後	19,513	7.0
10年後	48,782	2.0
15年後	19,513	1.0
20年後	85,369	3.5
25年後	19,513	1.0
30年後	48,782	2.0
35年後	19,513	1.0

出所:調査団作成

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-4.18 収益性

項目	結果
Project-IRR	11.14%
Equity-IRR	15.74%
Min DSCR	1.10
投資回収年	7.24年

②ケース2:日本製水車・発電機使用

日本製水車・発電機を使用する場合の本プロジェクトの事業収益は以下の通りである。なお、以下に示すとおり、事業期間における機器オーバーホール、更新費用及び発電停止に伴う収益減少を想定する。

表-4.19 機器オーバーホール、更新費用及び発電停止期間(想定)

事業年	オーバーホール、更新費用(10 ⁶ VND)	発電停止期間(月)
10年後	53,831	2.5
20年後	105,322	3.0
30年後	53,831	2.5

出所:調査団作成

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-4.20 収益性

項目	結果
Project-IRR	10.54%
Equity-IRR	13.18%
Min DSCR	1.16
投資回収年	11.50 年

③ケース3: 日本製水車・発電機使用且つ 50%の設備補助

日本製水車・発電機を使用し且つ 50%の設備補助を得る場合の本プロジェクトの事業収益は以下の通りである。なお、ケース2と同様に、事業期間における機器オーバーホール、更新費用及び発電停止に伴う収益減少を想定する。

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-4.21 収益性

項目	結果
Project-IRR	12.81%
Equity-IRR	21.90%
Min DSCR	1.16
投資回収年	10.14 年

3つのケースの比較結果は以下のとおりである。

表-4.22 3つのケースの比較結果

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

Equity-IRR についてケース1とケース2を比較すると、ケース2のEquity-IRRはケース1より小さい。機器コストが高いことが影響している。一方、ケース3のEquity-IRRは、ケース1より高い。これは、機器コストが高いものの、50%の設備補助が収益性を大きく改善している。

(4)感度分析

日本製水車・発電機の使用を前提に、初期投資、売電単価、発電量、O&M 費が変動する場合、ケース2のIRR等は下記のような結果となる。

表-4.23 感度分析の結果

ケース	PIRR	EIRR	Min DSCR	投資回収年
Base Case (Case2)	10.54%	13.18%	1.16	11.50年
Civil Cost increases by 10%	10.08%	12.29%	1.11	11.97年
Electricity generation decreases by 10%	9.36%	10.96%	1.05	12.78年
O&M Cost increases by 10%	10.52%	13.13%	1.16	11.52年

4.1.4 初期投資・維持管理及びMRVに関する資金計画

(1) 現段階の計画

資金調達に関しては、プロジェクトファイナンス方式にて、現段階では、出資:融資 = 3:7 と想定する。出資に関してはソンプ社及び日本の電力系会社が行い、融資に関しては本邦民間銀行及びJBIC 他の協調融資を想定している。

表-4.24 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

(2)資本による調達

資本はソンプ社及び日本の電力系会社から調達する。

(3)負債による調達

負債による調達を行うスキームとして、プロジェクトファイナンス、バイヤーズ・クレジット(B/C)及びバンク・ローン(B/L)の利用が想定されるが、ここでは、日本の電力系会社の出資を想定し、プロジェクトファイナンスを中心として検討した。それを含め、以下の点がファイナンス組成時において望ましい条件となる。

表-4.25 ファイナンス組成時の望ましい条件

項目	望ましい条件	本事業
オフテイクリスク	EVN 向け PPA であること	EVN 向け PPA を原則。より高い単価にて民間企業に直接売電を行うことも可能だが、見かけの採算性向上よりもオフテイクリスクの低減を重視
日本裨益	出資者、機器供給、O&M 等についての日本企業の関与	以下の参加を想定し日本裨益を検討 <ul style="list-style-type: none"> ・出資(日本の電力系会社) ・機器供給(富士・フォイトハイドロ) ・技術コンサルティング(九州電力グループ) ・融資(邦銀)

出所:調査団作成

(4)融資に関する検討

プロジェクトファイナンスを前提として、想定するポイントは概ね以下の通りである。

①ベトナムの地場銀行による融資

聞き取りによると、ベトナムの地場銀行はドル建ての融資が不可能であり、また、ドン建ての場合、利息が 10%～15%程度になり、かなり高い。従って、現段階では、ベトナム地場銀行の融資では、日本製設備の高いコストをカバーできないものとして計画には含めない。

②国際開発金融機関(MDB)、邦銀等による融資

国際開発金融機関(国際開発を目的として融資を行う、複数国により設立された機関)及び JBIC 等による融資については以下の通り。

表-4.26 MDB 及び JBIC 等による融資

機関名	重視するポイント	その他
ADB (アジア開発銀行)	<ul style="list-style-type: none"> ・オフテイクリスク (EVN の財務状況等) を重視 ・ESIA については、ベトナム政府の要請する水準よりも詳細なものが必要 	<ul style="list-style-type: none"> ・ベトナムの政府保証は必須ではない ・民間提案の場合でも競争入札が必須だが、予定通りのコンソーシアムで実施できる可能性がある ・JCM ファンド (日本の環境省予算) 及び CTF (Clean Technology Fund、世銀・IFC・ADB による運用) の使途としての可能性がある
IFC (国際金融公社/世銀)	<ul style="list-style-type: none"> ・スポンサーの経験、先進国側の投資を重視 ・オフテイクリスク (EVN の財務状況等) を重視 ・ESIA については、IFC の Performance Standard に準拠することが必要 	<ul style="list-style-type: none"> ・ベトナムの政府保証は必須ではない ・融資額はプロジェクトコスト総額の 25% まで ・融資はドル建て
JBIC (国際協力銀行)	<ul style="list-style-type: none"> ・投資金融の場合、日本法人による一定割合以上の出資が前提 ・PPA への政府保証が望ましい ・ESIA については、環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドラインに準拠することが必要 	<ul style="list-style-type: none"> ・水力発電の場合、建設リスクについて、スポンサーサポートを要求する場合がある
邦銀 (民間金融機関)	<ul style="list-style-type: none"> ・オフテイクリスク面から、EVN への供給であることが望ましい ・PPA への政府保証が望ましい ・ESIA については、Equator Principal に準拠することが望ましい 	<ul style="list-style-type: none"> ・VDN 建て PPA の為替リスクへの対応が必要

出所: 各機関への聞き取り等に基づき調査団作成

③輸出信用機関 (Export Credit Agency) による保証・保険

上記融資の際に、輸出信用機関 (ECA) によって付保される保証・保険については以下の通りである。

表-4.27 ECAによる保証・保険

機関名	保証範囲	補足説明
<p>NEXI (日本貿易保険)</p>	<p>○海外投資保険 日本企業が行う海外投資に対する、以下のリスクへの付保 ・非常危険 95%</p>	<p>○ここでいう非常危険とは、以下を指す ・収用、権利侵害 ・戦争、内乱、革命、テロ行為 ・天災、その他投資相手先の責によらない事態 ・為替取引の制限又は禁止 ○ESIA については、環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドラインに準拠することが必要</p>
	<p>○海外事業貸付保険 民間銀行貸付に対する、以下のリスク部分への付保 ・非常危険 97.5% ・信用危険 90% 外国政府が貸付先である場合または外国政府の支払保証(L/G)がある場合は、100%てん補</p>	<p>○ここでいう非常危険とは、以下を指す ・為替取引制限・禁止、輸出入制限・禁止 ・戦争、内乱、革命 ・借入国に起因する外貨送金遅延 ・制裁的な高関税、テロ行為 ・国連または借入国以外の国の経済制裁 ・収用 ・自然災害、その他、契約当事者の責によらない事態 ○ここでいう信用危険とは、以下を指す ・貸付契約相手方の破産手続開始の決定 ・貸付契約相手方の3ヶ月以上の債務履行遅滞(被保険者の責めによらないものに限る) ○ESIA については、環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドラインに準拠することが必要</p>
<p>MIGA (多数国間投資保証機関/世銀)</p>	<p>○IBRD 加盟国から加盟開発途上国への投融資において、非商業リスクにより生じた損失を補償する ○カバー率 ・貸付: 上限貸付元本の95% ・その他の投資: 上限出資額の90% ○PPA への政府保証が原則</p>	<p>○ここでいう非商業リスクとは、以下を指す ・外貨送金制限 ・収用 ・戦争及び内乱(革命、暴動、クーデター、妨害、テロなど) ・投資受入れ国政府・国有企業の契約不履行や否認 ・投資受入れ国政府の債務支払い不履行 ○保証期間は1年以上最長15年 ○補償対象通貨は円、ドル、ユーロ、ポンド、スイスフラン ○投融資ローカルポジションへの付保は不可</p>

出所: 関連資料、聞き取り等に基づき調査団作成

4.1.5 リスク分析

(1) リスクの分類

リスク項目の抽出にあたっては、以下のように、コマーシャルリスク、ポリティカルリスク、フォースマジュールリスクに大別する。

表-4.28 リスクの分類

コマーシャルリスク	ポリティカルリスク	フォースマジュールリスク
スポンサーリスク 資金調達リスク 完工リスク 技術リスク 操業リスク 燃料供給リスク マーケットリスク 環境リスク 関連インフラ/ユーティリティリスク オフテイクリスク	マクロ経済リスク 為替リスク 法制度変更リスク	事故・災害リスク

出所:調査団作成

(2) リスクの分析

上記(1)で挙げたリスクについて、分析・評価を行った。その結果の概要を表-4.29 に示す。

表-4.29 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

①スポンサーリスク

スポンサーリスクとしては、マジョリティ出資者であるソンブ社の経営破綻及びスポンサー間の意思決定の不調が想定される。

ソンブ社の経営破綻については、ムンフム水力発電所(32MW、2011年運転開始)が安定収益を生み出しており、発生する可能性は低いと推察される。仮に、ソンブ社が経営破綻した場合、水力発電所の運用ノウハウを有するベトナム投資家を新たに確保し、本事業会社を安定的に経営する必要がある。今回、本事業に関心を示すベトナム投資家の存在を確認している。

ソンブ社と日本の電力系会社の利害関係が対立する可能性があるが、現在の統一企業法では、重要事項の決定は75%以上、通常決定は65%以上の株主賛成票を得た場合に合法とされることになっている。したがって、日本の電力系会社で25%超の出資を行うことで、重要事項の意思決定へ反対する権利が法的に確保される。

②資金調達リスク

スポンサーによる資本(Equity)の調達とレンダーからの融資による調達をそれぞれ検討する。ソンブ社及び日本の電力系会社による資本は全体の初期投資の30%を想定する。

融資に関しては、本邦民間銀行とJBIC他との協調融資を考えているが、その際にはホスト国政府等の保証が求められる可能性が高く、ベトナム財務省やMIGA等との交渉が必要である。

③完工リスク

完工リスクとしては、建設費の予算超過(コストオーバーラン)及び建設工事の遅延が想定される。

コストオーバーランについては、コントラクターと固定金額での建設契約を締結することで、リスクの大部分を低減できる。しかし、固定金額での契約は、地質不良等の不測事態への対応費が想定で織り込まれ、一般に割高になる。このため、現在、ソンブ社は工事实績数量での精算方式(Bill of Quantities)による土木建築工事の建設契約を計画しており、今後、ソンブ社との調整を図る必要がある。なお、現在のプロジェクトコストには、不測事態へ対応するための予備費が織り込まれている。

建設工事の遅延に関し、EVN系配電事業者との売電契約は建設工事の完了間際で締結され、同契約上は、運転開始の遅延によるペナルティ支払いは発生しない。しかし、建設工事が遅延すると、事業者にとっては建中利子が増加し、金銭的リスクとなる。したがって、コントラクターとの建設契約に、相応の損害賠償を課すことを織り込み、工事遅延リスクの移転を図る。

④技術リスク

本事業においては、日本で既に一般的となっており実績もある高性能の水車・発電機、補機の簡素化といった技術を使用する計画にある。このため、技術開発の遅延や実効性の低下(想

定の効果が得られない)等の技術リスクはほとんどない。

なお、プロジェクトサイトは雨季に多湿となるが、日本製の機器は梅雨においても特に不具合は発生していないため、問題にはならない。

⑤操業リスク

操業リスクとしては、運転・維持管理費の増加及び設備故障等による操業停止が想定される。運転・維持管理費の増加については、導入した設備を適切に運用することで抑制される。適切な設備運用は、運転・保守員に対して、メーカーによる運転マニュアルに基づく機器操作教育やソンプ社が運転しているムンフム水力発電所での実地研修を行うことで、担保される。

設備故障等による操業停止については、本事業では耐久性に優れた日本製機器を導入するため、発生する可能性は低い。また、本事業では、メーカーによる定期的な点検や補修を保守計画に織り込むことにより、操業停止リスクを最小限に抑える。更に、機器損害保険や操業停止保険等を付保する。

⑥渇水リスク(燃料供給リスク)

本事業は河川の水を利用する水力発電事業であるため、燃料供給自体のリスクはない。一方で、売電量は年によって異なる自然の河川流量に応じて、売電収入が増減する。このため、渇水による売電収入の減といったリスクが、収益性や借入金返済を左右することになる。

約50年間分の河川流量データを用いて、年間売電収入を試算した結果を図-4.3に示す。年間売電収入が最小となるのは1988年である。これに対して、年間の主要な現金支出額は、運転・維持管理費、元利返済金、法人税であるが、それらの合計額は1988年の売電収入以下となる。つまり、約50年間におけるデータを対象とした渇水においても、債務不履行に至るレベルまで売電収入が減少しない。

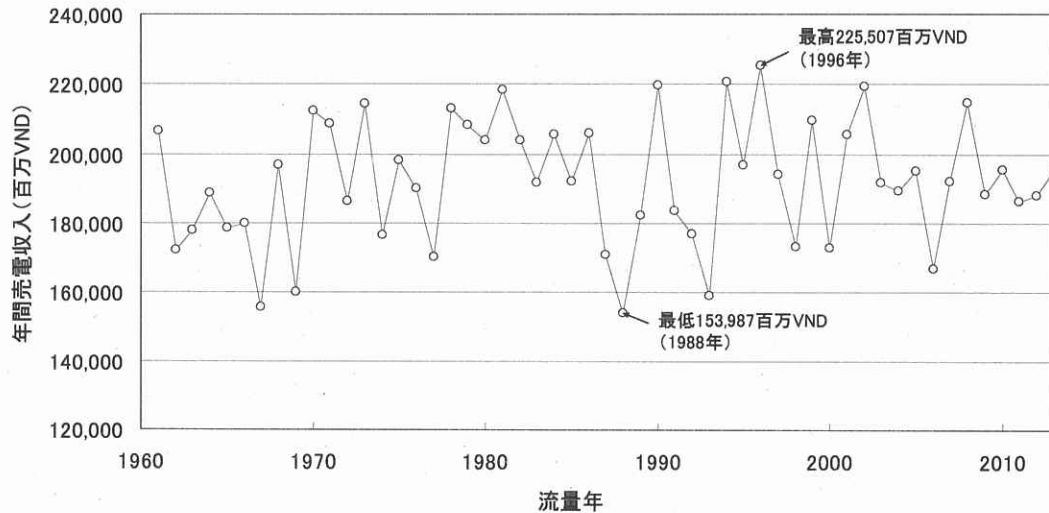


図-4.3 河川流量データ別の年間売電収入
出所:調査団作成

⑦マーケットリスク

ベトナムの電力需要は年率13%程度の伸びが予想されるが、送電ロスの問題も深刻であり、将来的に特に南部では電力不足が発生する可能性がある。このため、市場環境が供給過剰へと変化して売電先を喪失する可能性は低い。更に、本事業は既にEVNから系統接続の許可が得られており、建設工事の完工時に長期売電契約を締結する予定であることから、契約締結時から20年間は、市場環境の影響を受けることなく、安定した収益が確保される。

⑧環境リスク

本事業の環境影響評価(EIA)は既に承認を得ており、開発内容に変更がなければ事業者の変更に関わらず有効である。したがって、本事業では、承認されたEIAに基づいて、環境基準を満足するよう建設工事と発電所運転を行うのみである。このため、コントラクターとの建設契約に、EIAでの環境規制やモニタリングを遵守することを織り込み、規制未達成リスクを低減する。なお、コントラクターの規制遵守は、建設工事期間中の廃棄物の排出状況の監視、機器引渡し時の検査・モニタリングによる確認で担保される。

⑨関連インフラ/ユーティリティリスク

本事業では、一般公共道からダム地点までの進入道路、導水路トンネル工事用の作業横坑までの進入道路を新設する必要がある。このうち、ダム進入道路は、先行工事として施工され既に完工している。作業横坑進入道路は、本事業で全て建設することになっている。このように、建設資機材の搬入のために新設する道路は、地方自治体の公共工事での整備を前提としないため、関連インフラ/ユーティリティリスクはない。

なお、発電所地点は、既存の一般公共道路に隣接しており、これを利用した資機材搬入を行う予定である。

⑩オフテイクリスク

オフテイクリスクとしては、売電先であるEVN系配電事業者の代金不払い及び発電所から接続するEVN送電系統への連系制限(売電量の制約)が想定される。

売電先の代金不払いについて、EVNは赤字決算が続いているため、可能性を否定できない。しかしながら、ベトナムの民間事業者による発電は2012年末時点で全国の設定容量の数割を占め、供給上重要な位置付けになっている。ベトナム政府による代金支払いの保証を得るのは困難であるが、EVNが債務不履行となる可能性は極めて低いと推察される。

売電量の制約については、現在、ラオカイ省の送電系統には十分な容量があるため、送電線の保守作業時を除いて、発生する可能性は極めて低い。また、ムンフム水力発電所で行われているように、送電線保守作業に合わせて発電所の補修作業を実施することにより、効率的に売電することが可能となる。

⑪マクロ経済リスク

ここでは特にインフレ率を検討する。アメリカドルの2000年～2014年までのインフレ率は約2.2%(中央値)であり、ベトナムドンの2000年から2014年までのインフレ率は約6.7%(中央値)である。このため、物価上昇により運転・維持管理費が加速度的に増加し、収支を圧迫することが想定される。今回、運転・維持管理費(メーカーによる修繕、更新を除く)を年率10%で上昇させた場合でも、運転開始から10年後までの元利金返済への支障がないことを確認した。

表-4.30 アメリカのインフレ率(期末月)の推移 (単位%)

1980年	1981年	1982年	1983年	1984年	1985年	1986年	1987年	1988年	1989年
11.887	8.569	4.017	3.93	3.896	3.309	1.693	4.184	4.491	4.932
1990年	1991年	1992年	1993年	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年
5.763	2.929	3.148	2.654	2.722	2.705	3.088	1.686	1.607	2.939
2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年
3.427	1.552	2.616	1.909	3.209	3.683	2.199	4.084	0.701	1.911
2010年	2011年	2012年	2013年	2014年					
1.669	3.07	1.788	1.31	2.361					

出所: IMF - World Economic Outlook Databases (2014年10月版)

表-4.31 ベトナムのインフレ率(期末月)の推移 (単位%)

1980年	1981年	1982年	1983年	1984年	1985年	1986年	1987年	1988年	1989年
n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-34.571	266.652	34.668
1990年	1991年	1992年	1993年	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年
66.253	67.589	17.605	5.28	14.528	29.864	9.208	-0.166	-12.845	-0.307
2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年
-0.632	0.925	4.119	3.083	9.822	8.819	6.699	12.631	19.891	6.518
2010年	2011年	2012年	2013年	2014年					
11.748	18.127	6.816	6.036	5.3					

出所: IMF - World Economic Outlook Databases (2014年10月版)

⑫為替リスク

為替リスクは、国内通貨の交換対象となる外貨が不足するリスク、外貨交換が認められないリスク、外貨を国外に送金できないリスクより構成される。本事業においては、リスクとして通貨変動による収益性の悪化も想定される。

ベトナムの国内外為替市場は厳格に管理され、毎年制度上の変更が行われているが、外貨の売却・交換に関する規制は1999年以降緩和されている。外資企業には2001年1月から経常支払いについてベトナムドンをドルに換算する権利を付与されている。

また、ベトナムでは納税義務さえ果たせば、特段の規制はなく送金できることになっている。外国に収益送金を行う場合も、総額のうち30%までは、中央銀行が保証する優遇為替手数料が適応できるが、残りの70%については、商業銀行の一般為替手数料しか適応できないリスクが存在する。

⑬法制度変更リスク

本事業の収益性は、投資優遇制度による法人税の減免税を前提としており、当制度が変更された場合の影響が最も大きい。ベトナムは、アセアン及び南西アジアの中でも、政府の不透明な政策運営で上位に位置しており、法制度変更のリスクは回避できない。

しかしながら、本事業は、特別に困難な経済・社会条件を持つ地域での新規投資ということで、優遇制度の対象に該当する。本事業地であるラオカイ省は、2014年に高速道路が開発されたばかりで振興の途上にあり、地方経済の発展に寄与する投資誘致政策は当面継続すると想定されるため、優遇制度の適用が中止される可能性は低いと推察される。

⑭事故・災害リスク

典型的な事故・災害リスクとして、地震や洪水による操業停止が挙げられる。

地震については、本事業地はベトナム耐震基準における地表加速度0.04gの弱震帯に位置し、操業停止に至るような大規模な被災を受ける可能性は低いと判断される。また、日本の設計基準に基づいた静的解析により、地震力0.12gでダムの力学的安定性を確認しており、ダムの崩壊により操業停止に至る可能性は低い。

洪水については、ベトナムの設備基準により500年確率に対して、主要設備の計画が行われている。この結果、想定された洪水位におけるダムの力学的安定性や発電所の冠水なしが確認されている。このため、洪水によって操業停止に至る可能性は低い。

4.2 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。ナムクン計画地点は、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ク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。

4.3 日本技術の優位性

(1) ベトナムにおける中小水力発電の状況

現地での聞き取り調査によると、ベトナムの30MW以下の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。

(2) ベトナムで使用されている水車・発電機と日本製の性能・効率、コスト比較

① 水車性能・効率

ラオカイ省に設置されている水力発電所のうち、ナムクン発電所に適用されるフランシス水車が設置されている発電所について既設水車の性能を調査した結果を下表に示す。水車の性能を記載した資料は見当たらないため、効率値は機器銘板に記載された定格事項から最大出力時の効率を逆算した数値を記載している。更に、調査の結果では模型試験の記録あるいは現地での効率試験記録もなく、効率が満足されていることを裏付ける資料も見当たらなかった。

表-4.32 ラオカイ省におけるフランシス水車の効率実績

発電所名	有効落差 H (m)	使用水量 Q (m ³ /s)	水車出力 P (kW)	回転速度 n (min ⁻¹)	比速度 n _s (m-kW)	水車最大出力時の水車推定効率 η (%)
コックサン	48	1.785	700	1,000	209	83.4
ムンフム	114	16.7	17,500	500	178	93.8
タロイ3	84.4	4.96	3,866	750	182	94.2
スパン2	246.58	5.309	11,500	750	82	89.6

出所: 調査団作成

比速度 n_s は以下の式により算出される。

$$n_s = n \times \frac{\sqrt{P}}{H^{5/4}}$$

n_s: 比速度 (m-kW)、n: 回転速度 (min⁻¹)、P: 水車出力 (kW)、H: 有効落差 (m)

また、推定効率 η は以下の式により算出される。

$$\eta = \frac{P}{9.8 \times H \times Q}$$

今回対象としている事業者への聞き取り結果によると、発電計画はロシア(旧ソビエト連邦)で開発された手法を利用している。この手法では以下の手順により発電所が計画されているものと推定される。

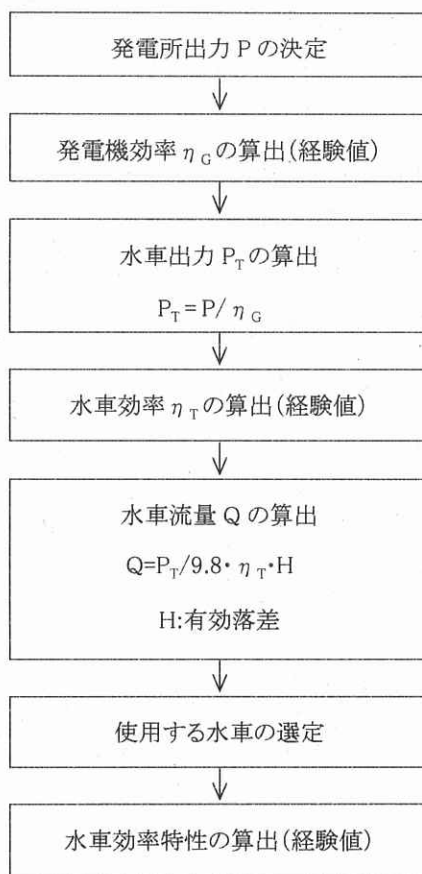


図-4.4 効率等の検討フロー(推定)

出所:越国事業者への聞き取りに基づき調査団が推定して作成

上記に示すように、有効落差と流量から一義的に既存の水車の中から一つを選んで水車の計画を行うため、水車効率も経験値であり、模型試験等に裏付けられた効率値ではない。また、現地での効率試験で検証された値でもない。従って、今回調査結果から算出した実績や原計画の効率は信憑性が低いものと思われる。

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。

表-4.33 ベトナムで使用されている新興国製水車・発電機と日本製のコスト比較

発電所名	新興国メーカー価格	日本メーカー価格
A 発電所	USD 13 百万 (37%)	USD 35 百万 (100%)

※ 日本メーカーの価格は円を当時の対ドル為替レートで変換したもの。

出所: 調査団の聞き取り調査結果

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。そのため、不具合が発生するとメーカーに問い合わせなければ対応ができない。また、運転も運転員の経験で行っている。
- ・水漏れ、油漏れはあるが、現状、運転には支障がない。
- ・発電システムとしての品質が悪い。
(例: 軸受油面計の精度が低く、軸受を焼損させた。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。)
- ・水車、発電機に使用されている補機(例: 圧油ポンプ、コンプレッサー、潤滑油ポンプ、給水ポンプ等)においてトラブルが多い。

ラオカイ省内の発電所を調査した結果では、以下のような不具合が確認された。また、現地での聞き取り調査によると、ベトナムに納入された機器は概ね同様な状況にあり、5年程度で更新されることもある。

表-4.34 ラオカイ省内の水力発電所の不具合状況

発電所名	運開年	水車形式	発電所出力	不具合事例
コックサン	2004年	HF	2×0.75 MW	<ul style="list-style-type: none"> 水路へ流入する土粒子やゴミが多く、水車ランナーの摩耗が著しい。運開後5年の2009年にランナーを取り替えているが、近々、再取替を予定。ガイドベーンは2009年に現地で製作し取替えている。 主軸封水部からの漏水が発生している。パッキンが摩耗してしまったが、OEMの対応も悪く、部品交換等の対応はできていない。 水車・発電機の塗装は剥がれており、錆もひどく発生。
ムンフム	2011年	VF	2×16 MW	<ul style="list-style-type: none"> 2014年6月に2号発電機の軸受焼失事故が発生。原因は、潤滑油が劣化により気化して供給バルブが破損したと推定。更に、温度センサーも潤滑油供給バルブ油圧センサーも作動しなかったため、異常を早期に発見できず、重大事故に至った。 1号機と2号機の鉄管入口弁のバイパス弁からの漏水が発生。 発電所建屋内の水圧鉄管、鉄管入口弁の塗装は剥がれており、錆も発生。
タロイ3	2013年	HF	2×3.5 MW	<ul style="list-style-type: none"> 発電所地下壁の水圧鉄管貫通部の充填コンクリートが施工不良で、漏水が見られる。
スパン2	2013年	VF	3×11.5 MW	<ul style="list-style-type: none"> 特に不具合は見られない。
ナムブン	2014年	HP	3×3 MW	<ul style="list-style-type: none"> 特に不具合は見られない。

出所：調査団作成



写真-4.1 主軸封水部からの漏水

出所：調査団撮影



写真-4.2 焼損したスラスト軸受

出所：調査団撮影

本調査結果によると、軸受焼損を除き運転に影響する事故が発生した実績は見られないが、保守が不十分に行われていないことに起因する水漏れ等が多く発生している。



写真-4.3 機器発錆状況
出所:調査団撮影



写真-4.4 機器発錆状況
出所:調査団撮影

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、以下に示す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。

表-4.35 日本国内で水車、発電機に適用されている技術

区分	項目	保守 省力化	信頼性 向上	環境 対策	備考
圧油装置の省略	電動サーボモータ	●			
	ハイブリッドサーボモータ	●			
潤滑油装置の省略	水車水潤滑軸受			●	
冷却水装置の省略	空冷式軸受	●			
	ラビリンス封水	●			放水位条件により採用可
圧縮空気装置の省略	電磁ブレーキ	●			
	高圧油圧ブレーキ	●			ハイブリッドサーボ採用の場合
材料変更	樹脂軸受		●		
	セラミックランナ		●		水質により採用
	ソフトコーティング		●		水質により採用
制御保護装置	一体化デジタル制御装置		●		

出所:調査団作成



写真-4.5 ハイブリッドサーボ
出所:調査団作成

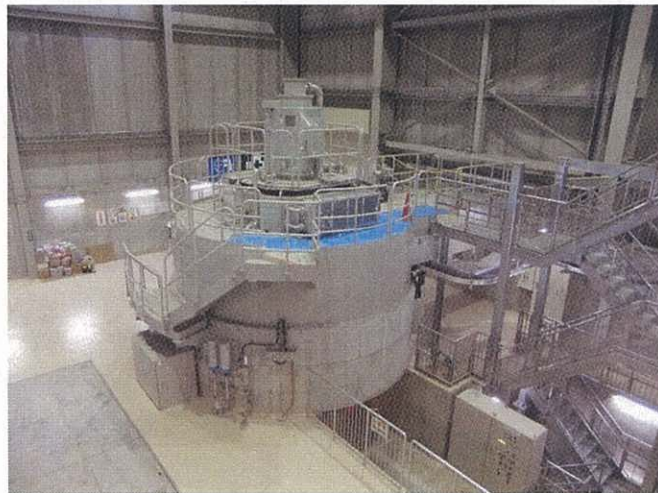


写真-4.6 空冷軸受を適用した発電機
出所:調査団作成

日本技術の優位性のまとめを表-4.36 に示す。

表-4.36 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"> 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ていない 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 	<p><u>高い信憑性</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 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 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
価格	<p><u>割安</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 過去の入札結果の例では日本製の約1/3 	<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"> 図面、運転保守マニュアルが提出されない <p><u>本体のトラブルあり</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 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 <p><u>手動制御</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 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 <p><u>補機のトラブルあり</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 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 	<p><u>図面等の提出あり</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 図面、運転保守マニュアルは必ず提出される <p><u>本体のトラブルなし</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 水漏れ、油漏れ等はほとんどない <p><u>自動制御</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 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 <p><u>補機の省略</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 補機の省略により、これらの故障要因は低減される
保守省力化 技術	<p><u>水、油を使用</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 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 	<p><u>水レス、油レス</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 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） 環境対策技術等も有す（水車水潤滑軸受）

4.4 MRV 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)及びレポーティング(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以下の5社より選定する。

表-4.37 ベトナムにおける第三者機関(2015年1月6日現在)

Deloitte Tohmatsu Evaluation and Certification Organization Co., Ltd
TÜV SÜD South Asia Private Limited
Japan Management Association
Japan Quality Assurance Organization
Lloyd's Register Quality Assurance Limited

出所:JCM Viet Nam-Japan (<https://www.jcm.go.jp/vn-jp>)

(2)モニタリングに必要な計測機器の選定

クレジット期間においては、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。

ベトナム国内の基準のもと、グリッドに売電を行う発電設備には、以下のモニタリング設備を導入することが定められている。また、機器の較正については、国内基準のもと、2年に1回行うことと定められている。

本事業においては、ベトナム国内基準に定められている水準に応じてモニタリング設備を導入する必要がある。

表-4.38 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)

参考として、ラオカイ省における水力発電所の制御室内に設置されている電力計を以下に示す。



写真-4.7 電力計

(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-4.39 モニタリングデータ

データ/変数	$EG_{PJ,y}$
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	$EG_{PJ,y} = EG_{export,y} - EG_{import,y}$ (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)

本事業の実施に際しては、上記(1)の MRV 体制によって計測・保存及び報告ができるよう、マニュアルを作成して備える計画である。

4.5 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

日本技術の導入による環境面での悪影響は考えられない。好影響については、森林破壊の低減や人工洪水の回避、また、水力発電事業の推進による雇用機会の創出、経済社会の発展などが期待される。事業者に対するコンサルティングやキャパシティビルディングによって好影響を担保する。更に、水車・発電機等の設備の保守状況等を踏まえた機器保守・更新計画の策定により、水力発電事業に関するベトナムの技術力が向上し、持続可能な開発に寄与するものとなる。

本プロジェクトによる環境以外の間接的な悪影響は特に認められない。

本プロジェクトは現地においても経済社会の発展の面から期待され、重要な位置付けにある。特にナムクン地点は、地点として良好であるとの評価がなされており、期待が大きい。他の地点の開発にも参考になるものであり、中小水力発電事業の促進へ貢献するものとなる。

4.5.1 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。参考に、同書における主な環境影響緩和措置を表-4.40に示す。

表-4.40 承認済み環境影響評価書における主要な環境影響項目と緩和措置内容

期間	影響項目	発生原因	緩和措置内容
建設工事	<ul style="list-style-type: none"> ・大気汚染 ・水質汚染 ・土壌汚染 	<ul style="list-style-type: none"> ・重機及び機械作業から発生する粉塵、排ガス 	<ul style="list-style-type: none"> ・法的に認証された重機、その他機械の使用 ・住居に近い未舗装道路での散水 ・日中(住民の休憩時間を除く)のみの施工
		<ul style="list-style-type: none"> ・機械からの油・廃油漏れ 	<ul style="list-style-type: none"> ・漏油の回収 ・河川での油分の拡散防止
		<ul style="list-style-type: none"> ・敷地造成 ・道路建設 	<ul style="list-style-type: none"> ・地盤の締め固め ・法面の緑化 ・新設道路の石舗装、排水路敷設 ・土捨場に雨水排水路・沈砂槽の設置
		<ul style="list-style-type: none"> ・河川内工事 	<ul style="list-style-type: none"> ・雨季における掘削・盛土作業の低減 ・残土の速やかな搬出
	<ul style="list-style-type: none"> ・生態系への影響(植生の減少、獣道の分断、不法狩猟の増加、労務者による貴重森林産物の搾取) ・景観への影響 	<ul style="list-style-type: none"> ・敷地造成 ・道路建設 	<ul style="list-style-type: none"> ・労務者による施工範囲外での伐採禁止の徹底 ・周辺地域での木材使用及び狩猟の厳禁 ・地域森林管理者及び地方当局への協力 ・工事完了後の仮設道路の封鎖・美化 ・工事完了後の仮置場の原形復旧
	<ul style="list-style-type: none"> ・補償 ・住民移転 	<ul style="list-style-type: none"> ・事業による用地取得 	<ul style="list-style-type: none"> ・住居がある場合の移転 ・農地や森林の損失分の補償費支払い ・地方当局や地元住民への協力
	<ul style="list-style-type: none"> ・騒音 ・振動 	<ul style="list-style-type: none"> ・工事全般 	<ul style="list-style-type: none"> ・機器の定期的なメンテナンス、潤滑油塗付 ・労務者に耳保護具を装着 ・騒音基準値の順守
	<ul style="list-style-type: none"> ・調整池斜面の地滑り、侵食 	<ul style="list-style-type: none"> ・ダム湛水 	<ul style="list-style-type: none"> ・法面緑化、植林 ・排水溝の設置
運転	<ul style="list-style-type: none"> ・労働安全 ・環境衛生 	<ul style="list-style-type: none"> ・工事全般 	<ul style="list-style-type: none"> ・労務者へ職業病、安全対策等の啓蒙 ・労務者の食物衛生、労働衛生への配慮 ・地元住民への交通事故注意喚起 ・制限速度標識等の交通事故対策 ・発破使用に関する関係法令の厳守
	<ul style="list-style-type: none"> ・公共の安全 	<ul style="list-style-type: none"> ・ダム放流 	<ul style="list-style-type: none"> ・放流時に地元住民へ通知 ・関係規制を順守した放流操作
	<ul style="list-style-type: none"> ・堆砂 	<ul style="list-style-type: none"> ・ダム流域の土壌浸食 	<ul style="list-style-type: none"> ・ダム上流域の植林、森林品質・割合への注意 ・洪水時の排砂 ・土砂浚渫
	<ul style="list-style-type: none"> ・水質汚濁 	<ul style="list-style-type: none"> ・調整池の富栄養化 	<ul style="list-style-type: none"> ・湛水前に調整池内の有機汚染物質の取り除き ・食物残渣を食べる魚(鯉、ナマズ、テラピア等)の飼育
<ul style="list-style-type: none"> ・騒音 ・振動 	<ul style="list-style-type: none"> ・エンジンの運転 	<ul style="list-style-type: none"> ・ガラス壁の設置によるエンジン室の分離 ・労務者に防音具装着、作業時間の制限 	

出所:Nam Cun Hydropower Project - Feasibility Study Report Volume 4 Additional Environmental Impact Assessment Report, August 2010, Song Da-Hoang Lien Hydropower Joint Stock Company を基に作成

4.5.2 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。

4.5.3 本事業のホスト国の持続可能な開発への寄与

上記のように、本事業はベトナムの環境十全性を確保することができ、再生可能エネルギーを安定的に供給することになるため、ベトナムの持続可能な発展へ寄与する。

ベトナムには、本事業と同様の中小水力発電の開発ポテンシャルが豊富に賦存する。一方で、事業者(特に開発・運営実績があるもの)の多くは、低廉だが信頼度の低い新興国製の機器を採用することについて、長期的経営の観点から不安を抱えている。このため、本事業が日本製機器導入による安定した収益性確保とGHG排出削減を両立する成功事例になることで、ベトナムにおける中小水力開発が促進され、持続可能な開発への寄与に繋がることが期待される。

4.6 今後の予定及び課題

水力開発の目標値は PDP7 にも記載されているものの、技術や資金面の諸課題により停滞しているのが現状である。一方、ベトナムにおいては良い技術を導入する意向にあり、JCM に高い関心を持っている。

当該プロジェクトの実現のためには、開発権、資金調達他、以下に示す課題が残されているが、これらの課題が解決され、今回対象としているナムクン地点を JCM による水力プロジェクトの成功事例とすることができれば、ベトナム全土において中小水力が促進されていく可能性を秘めている。

4.6.1 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さ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。

4.6.2 今後の予定

現時点で想定される、本事業の概略スケジュールを表-4.41に示す。

表-4.41 想定概略スケジュール

想定概略スケジュール	2015年度				2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
収益性精査、 資金調達	通貨変動リスク対策検討				▼ 融資契約			
	収益性精査							
	MIGA保証適用可否調査							
	融資条件の協議							
JCM設備補助事業、 建設工事	設備補助事業詳細条件・ 採択の可能性・見込み確認				▼ 設備補助事業申請			
	建設契約、機器供給契約準備				▼ 建設契約			
					▼ 機器供給契約			
					▼ 着工(土木工事)			
							▼ 竣工	

出所:調査団作成

また、水車・発電機関連の想定概略工程表を表-4.42 に示す。

表-4.42 水車・発電機関連の想定概略工程表

想定概略工程表	2016年度			2017年度			2018年度		
水車・発電機 設計・製作				吸出し管、ケーシング、ランナ他					
				固定子、回転子、ブラケット他					
				入口弁、调速機他					
現地据付工事							吸出し管、ケーシング他		
									水車・発電機1号機
有水試験									水車・発電機2号機
									水車・発電機1号機
									水車・発電機2号機

出所:調査団作成

前述の4つの課題について継続検討が必要となり、その他の課題としては、以下のような内容が挙げられる。

品質の良い日本製機器のPR

ベトナムの各事業者や政府関係者等は、良い製品、確かな技術を求める方向に少しずつ移行しているようではあるが、まだ、日本製の良さが十分に伝わっていないと思われるため、機器のライフサイクルを踏まえた利点を丁寧に説明していく必要がある。

コスト低減に向けた検討

日本製機器の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の低減を更に検討する。また、将来のオーバーホールを想定して、ベトナム国内で部品製作ができる製造者の発掘と育成が望まれる。

方法論の確立に向けた検討

今回、検討した適格性要件を含む方法論案について、方法論提案レベルになるように更なる検討が必要である。

5. JCM 方法論作成に関する調査

5.1 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

【設定の考え方】

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)

【設定の考え方】

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。

日本国内では、大手 3 社は過去に納入した水車の模型を豊富に有しており、比速度の近い模型水車を選定し、適用される地点への換算を行って保証値として効率を提示している。水車性能設計の概略フローを図-5.1 に示す。

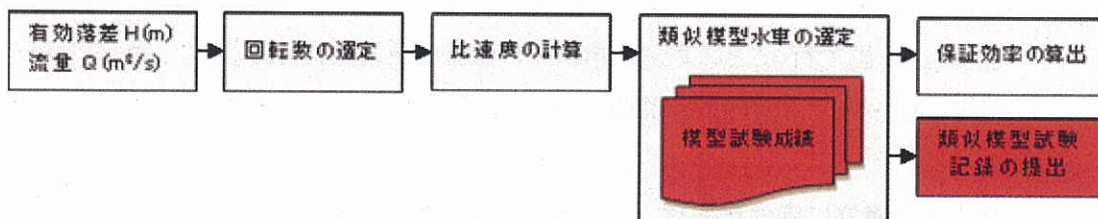


図-5.1 水車性能設計(効率算出)の概略フロー

出所: 調査団作成

また、日本国内では出力数 100kW 程度の小水力発電を除き、類似水車の模型試験成績の提示あるいは現地における水車効率試験により、その保証値が満足されているかどうか

かを検証している。しかしながら、現地においては流量測定条件が満足されず絶対流量を精度よく測定することができない場合が多い。そこで、今回のような中出力の水力発電所では、類似水車の模型試験記録で保証値を確認し、現地効率試験を参考に実施している。

一方、発電機効率は工場における発電機組立・回転試験、あるいは現地におけるカロリ一法試験等により損失を測定して確認されてきたが、近年では、解析技術の向上により発電機の損失が精度よく算出されるようになり、ほとんどの場合、損失計算のみで確認を行っている。

そのため、本調査における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

【設定の考え方】

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

【設定の考え方】

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。

日本では、無人化に即した保護・制御システムが構築されており、保守に必要となる図書は提供されている。また、運転・保守マニュアルは、日常点検、年次点検、細密点検ならびにオーバーホールにおける点検項目、交換部品及び点検周期についても提案しており、水力発電事業に経験がない事業者でも一定品質の保守が可能である。更に、運転・保守マニュアルに基づき運転・保守員を教育すれば、長期にわたる安定運転が期待できる。

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

【設定の考え方】

日本では、水車・発電機には高い性能を要求されるだけではなく、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。

(1) 圧油装置省略についての検討

水車の回転数あるいは出力を制御する調速機としては、海外では電気機械式のもの一般的に使用されている。電気機械式調速機は、配圧弁や電磁弁により圧油を制御し、油圧サーボモータを動作させガイドベーンを操作する方式であって圧油装置や空気圧縮機が必要となり、設備構成が複雑であるとともに、操作油が流出する可能性もある。これに対し、日本国内では、補機の簡素化と環境対策の観点から、電動サーボ方式が約 30 年前から中小出力の水車に採用されている。電動サーボ方式はモータの回転トルクを歯車によりボー

ルねじに伝達し、ボールねじで回転運動を直線運動に変換しガイドベーンを操作するものである。

一方で、電動サーボ方式では、パワーシリンダにボールねじを使用しているため、定期的なグリース給脂やオーバーホールごとのボールねじの交換が必要となり、特に、ボールねじの交換には日数を有すことからオーバーホール期間が長くなるという欠点がある。この欠点を解消すべく、油圧式と電動式を組み合わせたハイブリッドサーボ方式が新たに開発され、採用されつつある。ハイブリッドサーボ方式は電動サーボにより可逆ポンプを制御し、油圧シリンダを直接駆動する方式である。

油圧式、電動式、ハイブリッド式サーボモータの構成の比較を図-5.2に、それぞれの長所、短所の比較を表-5.1に示す。

本調査における JCM 方法論では、補機の簡素化の観点から、電動サーボ方式あるいはハイブリッドサーボ方式の採用を適格性要件として設定する。なお、これに合わせて発電機のブレーキとして電動ブレーキまたは高圧油圧ブレーキ(ハイブリッドサーボ方式の場合、ジャッキ兼用)を適用する。

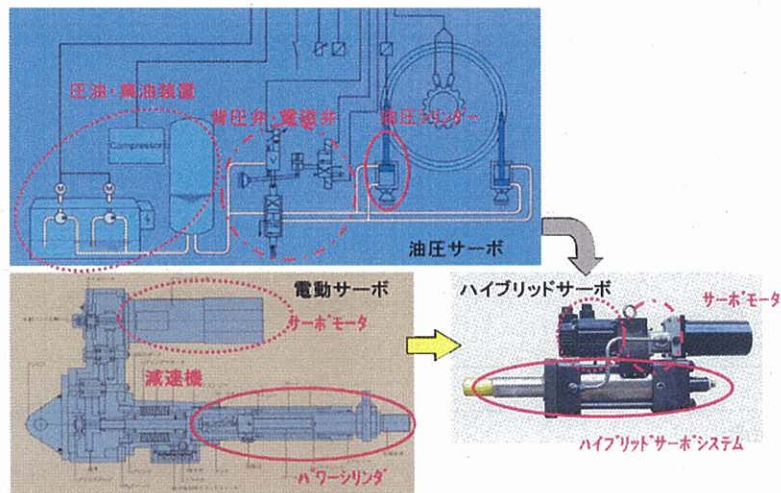


図-5.2 ガイドベーン駆動方式構成比較

出所: 調査団作成

表-5.1 ガイドベーン駆動方式比較

項目	油圧サーボ	電動サーボ	ハイブリッドサーボ
機器構成	<ul style="list-style-type: none"> ・圧油・集油装置 ・配圧弁・電磁弁 ・油圧シリンダ ・圧油配管 	<ul style="list-style-type: none"> ・サーボモータ・アンプ ・パワーシリンダ 	<ul style="list-style-type: none"> ・サーボモータ・アンプ ・ハイブリッドサーボシステム
動作方式	<ul style="list-style-type: none"> ・配圧弁・電磁弁で圧油を制御し、油圧シリンダを駆動 	<ul style="list-style-type: none"> ・サーボモータの回転運動を、減速機とボールねじを介してパワーシリンダ直線運動に変換 	<ul style="list-style-type: none"> ・サーボモータと可逆ポンプセットから、直接油圧シリンダを駆動
適用範囲	<ul style="list-style-type: none"> ・制限はなし 	<ul style="list-style-type: none"> ・操作力:320kN 以下 ・出力の目安:20MW 以下 	<ul style="list-style-type: none"> ・開閉速度を下げれば操作力に制約なし ・出力の目安:50MW 以下
長所	<ul style="list-style-type: none"> ・適用範囲に制約なし 	<ul style="list-style-type: none"> ・圧油・集油装置が不要で、初期コストが安価 ・圧油・集油装置がないので、メンテナンスが容易 	<ul style="list-style-type: none"> ・圧油・集油装置が不要で、初期コストが安価 ・圧油・集油装置がないので、メンテナンスが容易 ・電動式サーボモータに比べ、大幅な小型化が可能
短所	<ul style="list-style-type: none"> ・圧油・集油装置が複雑で、初期コストが大 ・圧油・集油装置など機器の保守が複雑 	<ul style="list-style-type: none"> ・適用範囲が狭い(大容量水車には適用不可) ・パワーシリンダ故障時にはガイドベーン閉鎖不可 	-
保守性	<ul style="list-style-type: none"> ・圧油・集油装置など機器の定期的な保守点検が必要 	<ul style="list-style-type: none"> ・ボールねじへの定期的な(6ヶ月ごと)給脂が必要 ・交換部品の調達期間が長い 	<ul style="list-style-type: none"> ・定期的な操作油の交換が必要 ・交換部品の調達期間が短い
価格比較	220%	100%	100%

出所:調査団作成

(2)給水装置省略についての検討

従来の水車、発電機では水車の主軸封水部や軸受の冷却用として給水が行われているが、ナムクン発電所のように有効落差が大きい発電所では、水圧鉄管から取水して給水を行う。鉄管から取水する場合には、水の中に含まれている土砂により封水部の目詰まりあるいはクーラーの目詰まり等のトラブルが発生する可能性があるため、土砂の除去のためのサンドセパレータやストレーナーが設置される。更に、取水弁、減圧弁等も必要となりこれらの機器の点検・保守にかなりの時間を費やされる。このため、日本国内では給水装置を極力省略する方向での技術が採用されている。以下に給水装置省略のための検討結果を示す。

①発電機風冷軸受の検討

ベトナム国内の既設水車発電機の調査結果によれば、ほとんどの発電所において発電機の軸受は自蔵水冷方式が採用されている。そのため、給水装置が必要になるとともに、軸受内の冷却水配管に異常が生じた場合には、軸受油槽内に水が混入し、軸受の破損事故に結びつく可能性がある。日本国内では、補機の簡素化の観点から、中小容量の発電機においては、発電機の自己ファンで空気を循環させ、軸受油槽に取り付けられたフィンで潤滑油を冷却する自蔵風冷式の軸受が広く採用されている。フランス水車における自蔵風冷式の適用範囲を図-5.3 に示す。ナムクム発電所は出力 25.6MVA、回転数 429min^{-1} となり、風冷軸受の適用外となる。

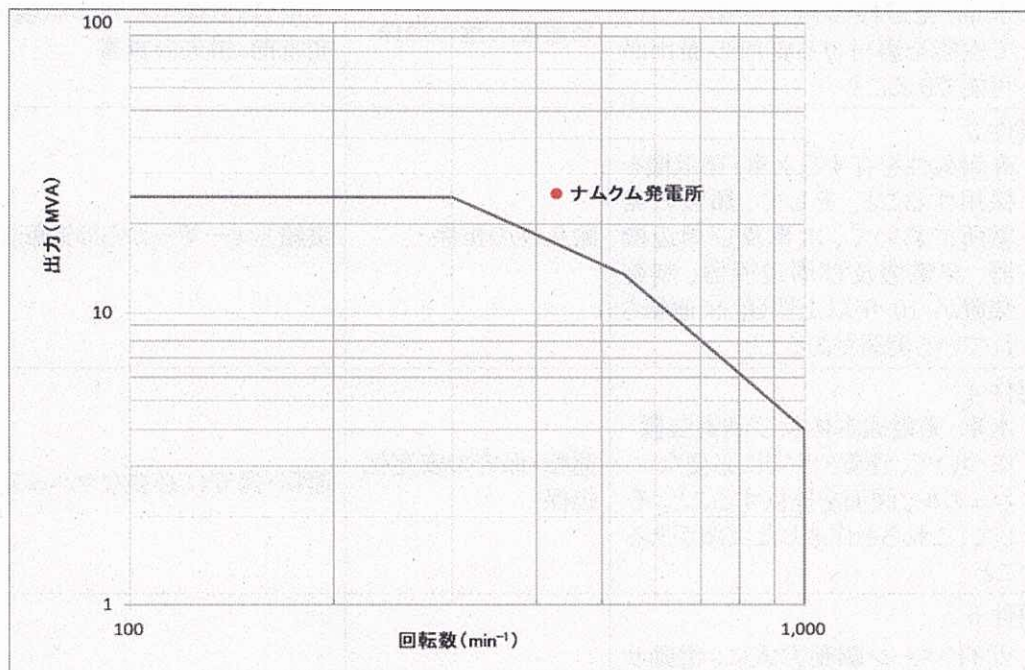


図-5.3 発電機風冷軸受の適用範囲

出所:調査団作成

②主軸封水装置の検討

水車に使用される主軸封水装置としては以下の方式がある。

- ・ラビリンス方式
- ・グランドパッキン方式
- ・カーボンパッキン方式

ラビリンス方式では、放水位が水車中心より低い場合には無給水化可能であるが、ナムクム発電所では吸出し高さが -3.3m と放水位が水車中心より高いため、ラビリンス方式は適用できないので無給水化は難しい。

以上より、本調査における JCM 方法論案では、無給水化を適格性要件としては設定しない。

上記、発電機風冷軸受及び主軸封水装置の検討については、前述のとおり、状況によっては適応可能な地点もある。このため、実際の方法論提案時には、状況に応じて要件に取り入れるかを検討することが望ましいものとして今回の調査では整理する。

検討した適格性要件をまとめると表-5.2 のようになる。

表-5.2 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)

出所:調査団作成

5.2 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

5.2.1 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。

5.2.2 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 CO₂ 排出係数について別途整合を取る。

5.2.3 計算方法

①GHG 削減量

以下の通り、リファレンス排出量とプロジェクト排出量との差分が GHG 削減量とみなされる。なお、リーケッジはない。

$$ER_y = RE_y - PE_y$$

但し

ER_y y 年における GHG 排出削減量 [tCO₂/y]

RE_y y 年におけるリファレンス CO₂ 排出量 [tCO₂/y]

PE_y y 年におけるプロジェクト CO₂ 排出量 [tCO₂/y]

②リファレンス排出量

以下の通り、リファレンス排出量は、グリッドへの送電量に、グリッドの CO₂ 排出係数を乗じたものとして計算される。

$$RE_y = EG_{PJ,y} \times EF_y$$

但し

RE_y y 年におけるリファレンス CO₂ 排出量 [tCO₂/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 CO₂ 排出係数 (EF) [tCO₂/MWh]

CO₂ 排出係数の EF_y については、ベトナム政府がグリッド接続の発電 CDM 事業に備え算定している最新のグリッド排出係数(CM: Combined Margin)をデフォルト値として用いる。

③プロジェクト排出量

以下の通り、プロジェクト排出量は、貯水池がある場合にのみ計算される。

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

但し

PE_y y年におけるプロジェクトCO₂排出量 [tCO₂/y]

$PE_{HP,y}$ y年における貯水池からのCO₂排出量 [tCO₂/y]

1ヶ所または複数個所の貯水池の出力密度が4W/m²超・10W/m²以下の場合

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} * EG_y}{1000}$$

但し

EF_{Res} y年における貯水池からのデフォルト排出係数 = 90 [kgCO₂/MWh]

EG_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]

出力密度が10W/m²超の場合

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

なお、出力密度は以下のように計算される。

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}}$$

但し

PD 出力密度 [W/m²]

Cap_{PJ} プロジェクト活動により導入される水力発電の出力 [W]

Cap_{BL} プロジェクト活動以前に存在した水力発電の出力 [W] (新設の場合、0)

A_{PJ} プロジェクト活動による貯水池の満水時面積 [m²]

A_{BL} プロジェクト活動以前に存在した貯水池の満水時面積 [m²] (新設の場合、0)

④本事業についての計算

本調査における評価対象事業について、上記方法論を用いた計算結果は、以下の通りである。

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

但し

RE_y y年におけるリファレンス CO₂ 排出量 [tCO₂/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 CO₂ 排出係数 (EF) [tCO₂/MWh]

PD(出力密度) = 43.6MW/14.95ha \approx 292 >10 [W/m²] ゆえ、

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

但し

PE_y y年におけるプロジェクト CO₂ 排出量 [tCO₂/y]

$PE_{HP,y}$ y年における貯水池からの CO₂ 排出量 [tCO₂/y]

従って、

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

但し

ER_y y年における GHG 排出削減量 [tCO₂/y]

RE_y y年におけるリファレンス CO₂ 排出量 [tCO₂/y]

PE_y y年におけるプロジェクト CO₂ 排出量 [tCO₂/y]

5.3 プロジェクト実施前の設定値

5.3.1 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-5.3 事前の決定値

データ/変数	EF_y
単 位	tCO ₂ /MWh
説 明	y 年における CO ₂ 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。

事前(ex-ante)及び事後(ex-post)の利用に関する CDM での議論は次のとおり。

国連 CDM 理事会においては、排出係数を、プロジェクト実施後(事後(ex-post))に求める方法が提案されたが、以下の議論が行われた。

方法論パネルより、保守性(conservativeness)が高まるという正当性がない限り、ベースライン排出係数を事後(ex-post)で計算する方法を使用するべきではないという見解が出された。これは、ベースライン排出係数が事後に操作されて不当に高く計算される可能性を案じたものである。また、もともとベースラインシナリオは「プロジェクトなかりせば」のシナリオであるにもかかわらず、プロジェクトの影響が及んだ後の排出係数を、事後的にベースライン排出係数とすることは理論的に矛盾するという理由にもよる。

議論の結果、事後(ex-post)の計算方法はその正当性が示されれば使用可能という内容で合意され、最終的には以下の記述が第 10 回 CDM 理事会結論文書に盛り込まれた。

ベースライン排出量の事後算定は、正当な理由が与えられる場合のみ使用可能である。しかし、ベースライン排出量は事前にも算定されるべきであり、PDD 案の中に記載される必要がある。

表-5.4 ベトナムのグリッド排出係数(tCO₂/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)

なお、エネルギー研究所への聞き取りによると、ベトナム政府における排出係数の計算・公表プロセスは以下の通りである。

- ・排出係数の担当部局は、MONRE (天然資源環境省) 内の気象・水・気候変動局 (DMHCCC: Department of Meteorology, Hydrology and Climate Change) に属するオゾン層保護センターであり、DNA が所管している。
- ・今まで 2008、2010、2012 年の 3 回にわたり計算を行った。2008 年版は信憑性がないとして DOE に認められなかったが、2010 年版以降は UNFCCC の承認を得ている。今後は、毎年、排出係数の計算及び公表を行う予定。
- ・JCM においても、これを利用するのがよいだろう。
- ・ベトナムにはグリッドが 1 つしかないため、ベトナム全土のグリッド EF は同じである。電圧ごと・地域ごとなどで排出係数を作成することは不可能。
- ・排出係数計算に用いるデータの収集範囲は以下の通り。
- ・OM に関して、ベトナムにおいては、ディスパッチ・データ (発電設備毎・燃料毎の時間別燃料消費量) が収集不可能なため「Dispatch Data Analysis」が実施できない。また、低コスト/マストラン電源からの発電電力量が、グリッドにおける年間総発電電力量の 50% 未満であると判断される。低コスト/マストラン電源とは、極めて運転コストが安い、または一定出力が限定されている電源であり、水力、地熱、風力、低コストバイオマス、原子力、太陽光発電を指す。なお、PDP7 によれば、2030 年までの電源計画上、低コスト/マストラン電源の割合は中長期的に下がっていくと考えられ、2030 年の電源構成のうち低コスト/マストラン電源は 25.4% (水力 9.3%、原子力 10.1%、再生可能エネルギー 6.0%) となる。

表-5.5 ベトナムの低コスト／マストラン電源

2006年	34.13%
2007年	33.74%
2008年	34.72%
2009年	35.68%
2010年	26.57%
2011年	34.89%
2012年	43.98%

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)

低コスト／マストラン電源の定義は以下の通り。

“Low-cost/must-run resources are defined as power plants with low marginal generation costs or power plants that are dispatched independently of the daily or seasonal load of the grid. They typically include hydro, geothermal, wind, low-cost biomass, nuclear and solar generation. If coal is obviously used as must-run, it should also be included in this list, i.e. excluded from the set of plants.”

つまり、一般的には、水力、地熱、風力、低コストバイオマス、原子力、太陽光発電を指すとされている。場合によっては石炭も含まれるものの、CDM “Muong Hum 32 MW Hydropower Project in Lao Cai Province, Viet Nam”では、以下の理由でそれを退け、水力のみを含んでいる。

“Though in some situations coal can be considered as low-cost/must-run, in Viet Nam coal power stations function in response to variations in the seasonal load – in particular making up the shortfall in hydropower generation during the dry season – and therefore should not be considered as must-run.”

それゆえ、CDMの取り決めに沿って、OMとして、Simple OM(低コスト／マストラン電源を除いたシステムを構成する全電源の、単位電力量あたりの排出量を電力量で加重平均した値)が採用されている。なお、2012年公表値以降は、過去3年分についてのSimple OMの平均値が採用されている(2012年公表値: 2008、2009、2010年の平均値、2014年公表値: 2010、2011、2012年の平均値)。

5.3.2 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つ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。従つて、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ふことができる。

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。

