

**平成 25 年度**  
**CDM 実現可能性調査**  
**「小規模流れ込み式水力発電所」**

**報告書**  
**Ⅱ. 詳細編**

**目 次**

	頁
第 1 章 基礎情報.....	II-1
1.1 対象プロジェクトの概要 .....	II-1
1.2 企画立案の背景 .....	II-3
1.3 ホスト国に関する情報.....	II-5
1.4 ホスト国の気候変動 .....	II-11
第 2 章 調査の内容 .....	II-14
2.1 調査実施体制 .....	II-14
2.2 調査スケジュール.....	II-14
2.3 調査課題 .....	II-15
2.4 調査内容 .....	II-17
第 3 章 調査結果.....	II-19
3.1 ベースライン・モニタリング方法論.....	II-19
3.2 ベースラインシナリオ及びプロジェクトバウンダリーの設定.....	II-20
3.3 モニタリング計画 .....	II-21
3.4 温室効果ガス排出削減量 .....	II-23
3.5 プロジェクト実施期間・クレジット獲得期間 .....	II-30
3.6 環境影響・その他の間接影響 .....	II-30
3.7 利害関係者のコメント.....	II-31
3.8 プロジェクト実施体制 .....	II-32
3.9 資金計画 .....	II-33
3.10 経済分析 .....	II-35
3.11 追加性の証明 .....	II-36
3.12 事業化の見込み .....	II-37
第 4 章 持続可能な開発への貢献 .....	II-39
第 5 章 有効化審査の実施.....	II-41

5.1	有効化審査の進捗 .....	II-41
5.2	有効化審査において確認された主な事項 .....	II-42
5.3	今後のスケジュール .....	II-43

## 表目次

表 1-1. 本プロジェクト事業化の流れ .....	II-2
表 1-2. プロジェクト諸元.....	II-3
表 1-3. ミャンマーにおける電力需要と電力供給の推移 .....	II-4
表 1-4. 電力インフラ整備に係る円借款案件一覧.....	II-7
表 1-5. エネルギー関連組織とその役割.....	II-7
表 1-6. ミャンマー国エネルギー政策における重点政策 .....	II-8
表 1-7. 2016 年までの設備容量導入計画 .....	II-9
表 1-8. ミャンマー国のエネルギーバランス(2009 年) .....	II-9
表 1-9. MNPG に接続している発電所一覧.....	II-10
表 1-10. ミャンマーの GHG 排出量(2000 年) .....	II-11
表 1-11. 国家気候変動対策.....	II-12
表 1-12. ミャンマーにおける CDM 案件の状況.....	II-13
表 2-1. 調査実施団体名とその役割 .....	II-14
表 2-2. 調査スケジュール .....	II-15
表 2-3. 調査に係る課題.....	II-15
表 2-4. 調査内容.....	II-17
表 3-1. 方法論適用根拠.....	II-19
表 3-2. プロジェクトバウンダリーに含まれる排出源 .....	II-21
表 3-3. モニタリング計画.....	II-21
表 3-4. モニタリング作業分担.....	II-22
表 3-5. 排出係数比較結果.....	II-23
表 3-6. 過去 5 年間の低コストマストラン発電所発電量の割合(2012 年).....	II-25
表 3-7. OM 排出係数の算定に使われる発電所一覧 .....	II-26
表 3-8. OM 排出係数計算結果 .....	II-27
表 3-9. 排出削減量.....	II-30
表 3-10. CDM 化を前提とした証拠書類の整備状況 .....	II-30
表 3-11. プロジェクトの実施に伴う環境影響.....	II-31
表 3-12. ステークホルダーミーティング開催記録.....	II-31
表 3-13. 利害関係者ミーティングの種類とその進捗 .....	II-32
表 3-14. 資金計画.....	II-33
表 3-15. プロジェクトキャッシュフロー .....	II-35
表 3-16. プロジェクトの経済分析を行うために必要な基本項目 .....	II-36
表 3-17. 経済分析の結果 .....	II-36
表 3-18. 感度分析の結果.....	II-38
表 4-1. 建設予定の水力発電所 .....	II-40

表 5-1. 有効化審査におけるサイトレビュースケジュール .....	II-42
表 5-2. 有効化審査において確認された事項及び対応方針.....	II-43
表 5-3. 今後の有効化審査のスケジュール .....	II-44

## 目 次

図 1-1. プロジェクト位置図.....	II-1
図 1-2. 本プロジェクト及び UB-1 位置図 .....	II-2
図 1-3. UB-2 概略設計図.....	II-3
図 1-4. NEO 組織図 .....	II-5
図 1-5. ミャンマー位置図 .....	II-6
図 1-6. 電力省の組織図 .....	II-8
図.1-7 ミャンマーの電力構成(2012 年).....	II-10
図.1-8 気候変動組織体制.....	II-12
図 2-1. 調査実施体制.....	II-14
図 3-1. プロジェクトバウンダリー .....	II-20
図 3-2. モニタリング実施体制.....	II-22
図 3-3. OM 計算オプションの選択.....	II-25
図 3-4. ビルトマージン排出係数の算定オプション .....	II-28
図 3-5. プロジェクトの実施体制 .....	II-33
図 3-6. 感度分析の結果.....	II-38

## 略 語 表

略語	英語表記	日本語
BM	Build Margin	ビルドマージン
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CER	Certificated Emission Reduction	認証排出削減量
CM	Combined Margin	コンバインドマージン
DEP	Department of Electric Power	電力局
DHPI	Department of Hydropower Implementation	水力発電建設局
DHPP	Department of Hydropower Planning	水力発電事務局
DNA	Designated National Authority	指定国家機関
DOE	Designated Operational Entities	指定運営組織
EPD	Energy Planning Department	エネルギー計画部
ESE	Electricity Supply Board	地方配電公社
FS	Feasibility Study	実現可能性調査
GHG(s)	Greenhouse Gase(s)	温室効果ガス
HPGE	Hydropower Generation Enterprise	水力発電公社
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業
JQA	Japan Quality Assurance Organization	一般財団法人日本品質保証機構
LDC	Least Developed Country	後発開発途上国
MEPE	Myanmar Electric Power Enterprise	ミャンマー電力公社
MNPG	Myanmar National Power Grid	ミャンマー国ナショナルグリッド
MOECAF	Ministry of Environmental Conservation and Forestry	環境保全林業省
MOE	Ministry of Energy	エネルギー省
MOEP	Ministry of Electric Power	電力省
MOEP-1	Ministry of Electric Power 1	第一電力省
MOEP-2	Ministry of Electric Power 2	第二電力省
MOGE	Myanmar Oil and Gas Enterprise	ミャンマー石油・ガス公社
MPE	Myanmar Petrochemical Products	ミャンマー石油化学公社
MPPE	Myanmar Petroleum Products Enterprise	ミャンマー石油製品生産公社
NEO	Neo Energy Oasis Development Co., Ltd	—
OM	Operating Margin	オペレーティングマージン
PC	Prior Consideration	—

略語	英語表記	日本語
PCN	Project Concept Note	プロジェクト概要書
PDD	Project Design Document	プロジェクト設計書
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社
UB-1	Upper Baluchaung Hydropower Station No.1	アッパーバルーチャンダム第一発電所
UB-2	Upper Baluchaung Hydropower Station No.2	アッパーバルーチャンダム第二発電所
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	国連気候変動枠組条約
YESB	Yangon City Electricity Supply Board	ヤンゴン配電公社

## 第 1 章 基礎情報

### 1.1 対象プロジェクトの概要

本調査にて対象とするプロジェクト（アッパーバルーチャン第2水力発電事業：UB-2：本プロジェクト）は、ミャンマー連邦共和国（以下、ミャンマー国）のシャン州南西部のインレー湖西側に位置している、設備容量が10.0MW (=5.0MW x 2) の流れ込み式の発電事業である。

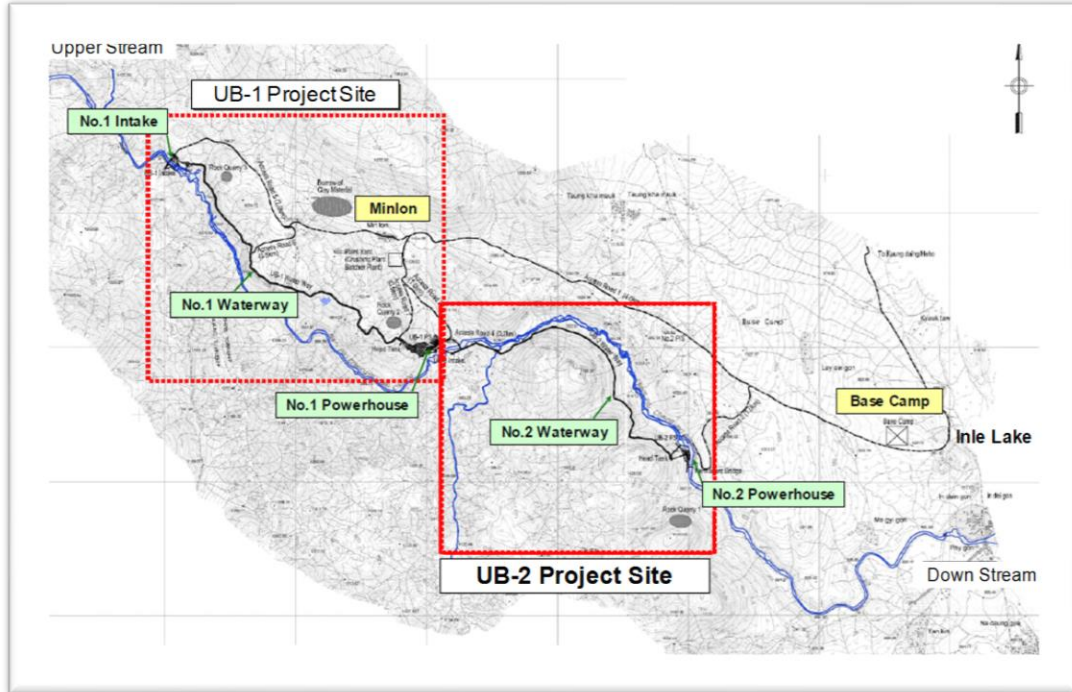
IPP事業として、本発電事業の建設・運営を担うNEO Energy Oasis Development Co., Ltd (NEO) が事業主体として、2015年末の事業開始を想定している。



出典：調査団作成

図 1-1. プロジェクト位置図

アッパーバルーチャン水力発電事業は下図に示すとおり、第一水力発電所（UB-1）及び第二水力発電所（UB-2）から構成される。本調査対象はUB-2であり、第一水力発電所の下流に位置している。



出典：調査団作成

図 1-2. 本プロジェクト及び UB-1 位置図

本調査では、UB-2を調査対象とし、プロジェクト設計書 (Project Design Document : PDD) の作成を行うと共に、指定運営組織 (Designated Operational Entity : DOE) による有効化審査を行い、CDM登録を目指すための諸手続きを実施する。

UB-2は、本調査の実施団体である日本工営株式会社が事業化調査及び基本設計を実施しており、現在建設中のUB-1の建設完了を受けて工事を開始する予定である。現時点でのUB-2に係る進捗を下表にまとめる。

表 1-1. 本プロジェクト事業化の流れ

実施日	項目
2010年 6月	環境影響評価の完了
2010年 8月	事業化調査報告書及び基本設計書の作成
2010年 11月	事業化調査及び基本設計の政府承認
2011年 1月	第一電力省(MOEP: Ministry of Electric Power 1)からの建設許可
2011年 1月～2013年 12月	利害関係者との協議 (左記期間で合計 20 回以上実施)
2012年 10月	UNFCCC への Prior Consideration の提出
2013年 9月	DOE との契約締結

出典：調査団作成

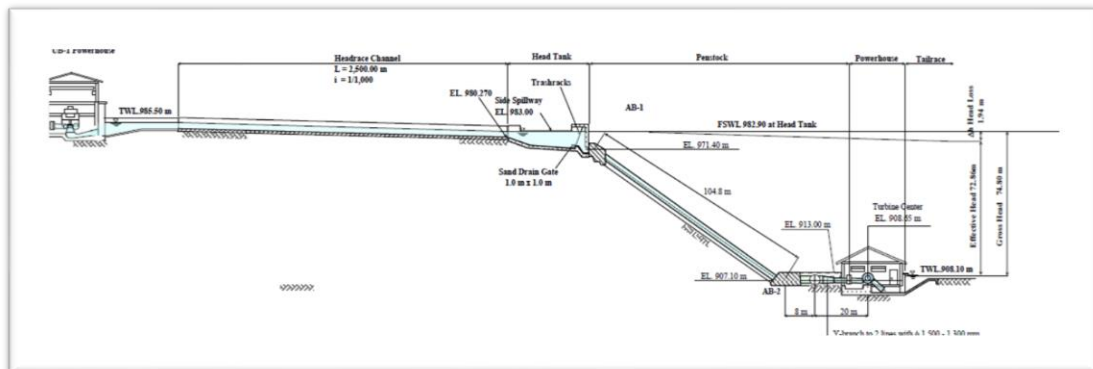


2010 年に実施したアッパーブルーチャン水力発電所 FS 調査において検討された本プロジェクトの主な諸元、その概略図を以下に示す。

表 1-2. プロジェクト諸元

項目	概要
1. 出力	
設備容量	5.0MW×2 基=10.0MW
最大放水量	16.0 m <sup>3</sup> /s
有効水頭	72.9m
年間発電量	44.5MWh
2. 主構造	
水路(幅×距離)	3.2 m×2,530 m
水圧管(直径×距離)	135 m ×(2.8 - 1.3) m
3. 発電設備	
タービン	5,200kW×2 基、 500rpm/1 基
ジェネレーター	5,000kW×2 基、
主変圧器	11,200kVA×1 基、11/66kV、
スイッチギア	72.5 kV / 400 A

出典：調査団作成



出典：調査団作成

図 1-3. UB-2 概略設計図

## 1.2 企画立案の背景

### 1.2.1 ミャンマーの電力事情

ミャンマー国では、1986年以降、諸外国からの公的融資に対する債務返済が延滞したことより、1988年より日本、欧米、国際機関からの公的資金援助が停止されていた<sup>1</sup>。1988年にアメリカが経済制裁を開始し、同年日本は円借款の見送りを決定、1990年にはEUが続いて経済制裁を開始した。

このような政治的背景に伴い、ミャンマー国内のインフラ整備は他のアセアン諸国と比べ遅れ、状態も良好ではない。また、同国では慢性的なエネルギー供給不足に見舞われており、計画停電の頻度も多い。特に、ミャンマーが乾季となる10月～3月には、水力発電事業からの電力供給が需要に迫り付か

<sup>1</sup> ミャンマーへの開発援助再開の動き－国際社会復帰に向けた東京会合 2012.11.21 (三井物産戦略研究所)

ず、半日以上の計画停電となることも珍しくない。そのため、計画停電時に稼働させるための自家発電装置の設置が公共施設、オフィスビル、民家において広く普及している。また、ミャンマーナショナルグリッド (MNPG) から離れた地域では、利用できる燃料が限られるため、1~3時間/日程度しか電気を利用出来ていない。近年におけるミャンマーの電力需要と供給の推移を下表にまとめる。

表 1-3. ミャンマーにおける電力需要と電力供給の推移

年度	想定需要 (High)①	最大電力 ②	設備容量 ③	需要率 ②/③	不足量 ②-①
2005	1,338	990	1,690	58.6	348
2006	1,465	996	1,684	59.1	469
2007	1,605	1,003	1,717	58.5	602
2008	1,757	1,060	1,848	57.4	697
2009	1,924	1,128	2,544	44.4	796
2010	2,107	1,371	3,413	40.2	736

注：各項目の定義は下記に示すとおり。  
 想定需要：2003年 MOEP 資料（「電力開発計画」Updates on Current Developments in the Power Sector of Myanmar）における高成長（High）ケース値。  
 最大電力：計画停電が行われたため実績として供給出来た電力。  
 需要率：最大需要電力と設備容量の割合。  
 不足量：供給制限が行われたため、最大電力を最大供給力と捉えた。想定需要(High)との差。

出典：平成 24 年度 ミャンマー電力事情調査報告書（一般社団法人海外電力調査会）

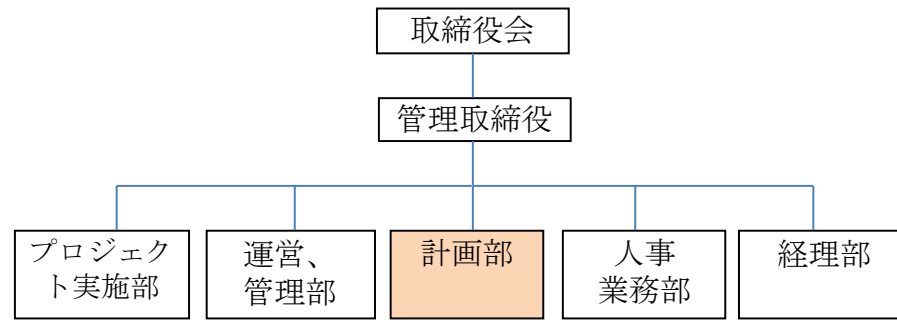
上表に示すように、電力需要はこの10年間で、GDPの成長に伴って堅調に増加しており、供給力の増強が図られたものの需給バランスは逼迫した状態が続いている。ミャンマー国内での電力不足は深刻な状況にあり、早期の電源開発が求められている。そのため、同国政府は独立発電事業 (Independent Power Producer : IPP) の許認可<sup>2</sup>を2013年より開始し、電力需要の高まりに対応する方針を掲げている。

こうした状況を受け、対象地域の民間企業グループがIPP実施のために設立したNEO Energy Oasis Development CO., Ltd（以下NEO）がIPP事業として水力発電所開発計画を立案し、弊社に設計及びCDM事業化の支援を求めてきたことから、地域の電力開発に貢献する本事業の案件形成を目指すものである。

同社はUB-2実施に係り自己資金を投じ、IPP事業を実施する予定である。NEOは、UB-1及びUB-2にて発電された電力をMNPGを介し、IPP契約に則り、電力省（MOEP）に売電する予定である。

NEOの組織構成は下図に示すとおりであり、UB-2のCDMに係る作業は計画部が中心となって実施する。

<sup>2</sup> Myanmar Times (2013年7月7日) 及び Embassy of The Republic of The Union of Myanmar のホームページ(<http://www.myanmarembassy.sg/commercial/investment-opportunities/>)を参照



出典:NEO 会社概要(2012)

図 1-4. NEO 組織図

### 1.3 ホスト国に関する情報

#### 1.3.1 基礎情報

ミャンマー国は、東南アジア西部に位置し、中国、インド、タイ等と国境を接している。面積68万平方キロメートル、人口6,367万人（2012年<sup>3</sup>）の多民族国家である。同国は、14の行政区画に分けられており、首都は2006年の遷都によりネピドー（Naypyidaw）となっている。しかしながら、旧首都であるヤンゴン管区が依然、商業の中心であり、国内最大級の都市かつ最も人口密度が高い都市となっている。

ミャンマーの気候は、日中40℃を超える暑季（3月～5月）、雨季（5月～10月）、乾季（10月～3月）の3つの季節に分けられる。

地勢状況は、山地が多く、大河（エーヤワディ川やタンルウィン川）が北から南に貫流しており、それらの支流も多数あることから、国内の水資源は豊富である<sup>4</sup>。また、鉱物資源に恵まれ、東部地方では品質の良い石炭が産出されている。他方、西部沿岸域では石油・天然ガスが産出されている<sup>5</sup>。

<sup>3</sup> 外務省ホームページ <http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/myanmar/data.html#01>

<sup>4</sup> 平成24年度 ミャンマー電力事情調査報告書（一般社団法人 海外電力調査会）

<sup>5</sup> ミャンマーの地質と鉱物資源（地質ニュース 524号、14-31頁、1998年4月）



出典: 調査団作成

図 1-5. ミャンマー位置図

### 1.3.2 経済状況

他民族国家であるミャンマー国は、1948年の独立直後からビルマ族中心の政府と少数民族による深刻な対立を抱えてきた。そのため、国土全体を包括的に整備する等の政策が不十分であり、地方部のインフラは十分整備されているとは言い難い。これに加え、1988年には同国に軍事政権が発足し、諸外国から経済制裁を受ける状況となった<sup>6</sup>。

その後、2011年に就任したテイン・セイン大統領の下、これまでの軍事政権は一変し、民政移管に向けて進み始めている<sup>7</sup>。ミャンマーの民主化に伴い、同国への外国投資受け入れが円滑となり、近年、海外からの投資が急増、経済成長率は5%（2012年<sup>8</sup>）となっている。

日本政府も2013年6月7日に総額510億5,200万円を上限とする円借款貸付契約に調印し、インフラ整備等の支援を再開した。円借款貸付契約に調印した3案件のうち、電力に係る案件は下表の通りである。

<sup>6</sup> 1987年、ミャンマー国は国際連合に後発開発途上国(LDC:Least Developed Country)の認定を受けている。

<sup>7</sup> NIKKEI CONSTRUCTION, 2013.12.9

<sup>8</sup> 外務省ホームページ <http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/myanmar/data.html#01>

表 1-4. 電力インフラ整備に係る円借款案件一覧

案件名	借入金額 (百万円)	事業概要
インフラ緊急復旧改善事業 (フェーズ1)	14,052	電力事情の改善を目的として、ヤンゴン都市圏の火力発電所や変電所の改修を実施
ティラワ地区インフラ開発事業 (フェーズ1)	20,000	ティラワ地区における電力施設や港湾施設等インフラの整備

参考：金利：年 0.01%、償還期間：40 年（10 年の据置期間を含む）

出典：JICA ホームページ（[http://www.jica.go.jp/press/2013/20130607\\_01.html](http://www.jica.go.jp/press/2013/20130607_01.html)）及び NIKKEI CONSTRUCTION 2013.12.9 を参考に弊社にて作成

### 1.3.3 エネルギー、電力事情

#### (1) エネルギー、電気事業の組織概要

ミャンマー国のエネルギー部門を統括するエネルギー省（MOE:Ministry of Energy）は1985年に設立され、エネルギー計画部(Energy Planning Department : EPD)と石油関連業務を担う3つの公社で構成されている。

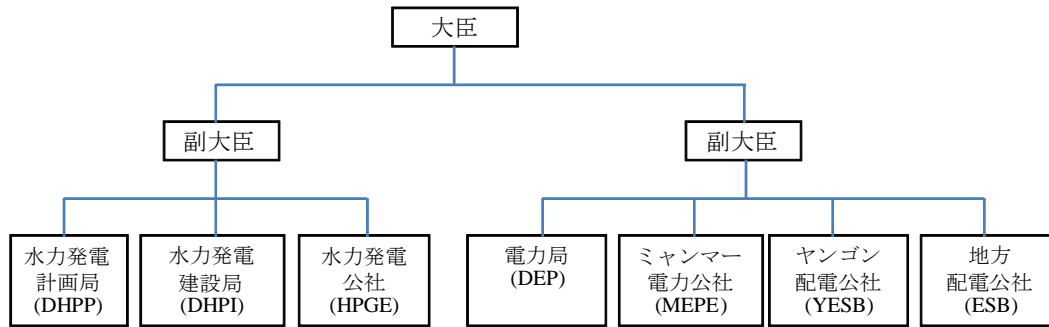
ミャンマーにおけるエネルギー関連省庁の役割は下表に示すとおり、資源別に各省庁が振り分けられている。

表 1-5. エネルギー関連省庁とその役割

省庁	役割
・エネルギー省(MOE)	エネルギー政策の策定や資源開発、輸出入および国内供給を管轄
・電力省(MOEP)	電力政策の策定や資源開発、管理を管轄
・環境保全林業省(Ministry of Environmental Conservation and Forestry) ・農業灌漑省(Ministry of Agriculture and Irrigation)	薪、バイオマスに係る事業の管轄
・科学技術省(Ministry of Science & Technology) ・工業省(Ministry of Industry)	再生可能エネルギーに係る事業の管轄

出典：「平成 24 年度 ミャンマー電力事情調査報告書」を参考に弊社にて作成

エネルギー省が設立された1985年当時、電力部門はエネルギー省が管轄していた。しかし、1997年の行政改革により、電力部門はエネルギー省から独立し、新たに設立された電力省（Ministry of Electric Power : MOEP）の管轄となった。その後、2006年には、電力部門の構造改革が実施され、第一電力省(MOEP-1)と第二電力省(MOEP-2)に分割されたが、2012年に再度、第一電力省と第二電力省が統合し、現在の電力省となっている。電力省の組織図は次頁図に示す通り、7つの局及び公社から構成されている。



出典：平成 24 年度 ミャンマー電力事情調査報告書

図 1-6. 電力省の組織図

なお、ミャンマー国におけるグリッド接続の発電所は石炭火力発電所、ガスタービン及びコンバインドサイクル発電所、水力発電所に分類されるが、石炭火力発電所及び水力発電所は水力発電公社（Hydropower Generation Enterprise : HPGE）が、ガスタービン及びコンバインドサイクル発電所はミャンマー電力公社（Myanmar Electric Power Enterprise : MEPE）（いずれもMOEP傘下）の管轄となっている。

## (2) エネルギー政策

ミャンマーのエネルギー政策は、エネルギー省傘下のエネルギー計画部が策定しており、2011年に策定された同国エネルギー政策では、主に下表に示す項目を重点政策として挙げている。主なエネルギー源である水力に加え、石油・天然ガスの効果的な利用が新たに重点政策として掲げられている。

表 1-6. ミャンマー国エネルギー政策における重点政策

#	内容
1	エネルギー自給自足を維持する。
2	新エネルギーと再生可能エネルギーの導入を促進する。
3	エネルギー効率を向上させ、省エネルギーの促進を行う。
4	家庭における薪など、非商業エネルギーの利用を抑制する。
5	国民全体の利益のために、石油・天然ガスの効果的な利用を行う。
6	エネルギー分野へのさらなる民間企業の参入を促進する。

出典：「平成 24 年度 ミャンマー電力事情調査報告書」を参考に弊社にて作成

また、2015年から2016年に導入予定の設備容量導入計画によると、石炭及び天然ガス火力発電の計画設備容量が大幅に増量される計画であり、エネルギー資源が水力から火力にシフトしていることがわかる。

表 1-7. 2016 年までの設備容量導入計画

#	発電の種類	2012年12月 現在の設備容量 (MW)	2016年までの 計画設備容量 (MW)	2012年-2016年容 量比率
1	水力発電	2,259	2,760	+122%
2	石炭火力発電	120	420	+350%
3	天然ガス火力発電	996	3,593	+360%
4	太陽光発電	-	50	-
	合計	3,375	6,823	+202%

出典：「The Republic of The Union Of Myanmar, Ministry of Electric Power Myanmar Electric Power Enterprise」を参考に弊社にて作成

### (3) エネルギー状況

ミャンマー国のエネルギー資源は、賦存量より水力発電ポテンシャルに富んでいるだけでなく、地下資源である天然ガス、原油、石炭等も自国である程度調達できる。同国のエネルギーバランス（2009年）をみると、ほぼ国内生産でまかなっており、特に天然ガスについては生産量の7割を国外に輸出している。石炭、天然ガス資源の多くは産業部門及び運輸部門で消費されており、一般家庭は薪等の再生エネルギーに頼っている。

表 1-8. ミャンマー国のエネルギーバランス(2009年) [1,000ton]

	石炭	原油	石油製品	天然ガス	水力	再生エネ	電力	合計
一次エネルギー供給								
国内生産	761	968	0	9,738	360	10,531	0	22,357
輸入	0	0	487	0	0	0	0	487
輸出	-619	-44	0	-6,996	0	0	0	-7,659
国際船用輸 送燃料	0	0	-3	0	0	0	0	-3
国際航空輸 送燃料	0	0	-71	0	0	0	0	-71
在庫変動	0	41	-90	0	0	0	0	-49
合計	142	965	232	2,742	360	10,531	0	15,062
最終エネルギー消費								
産業部門	117	0	176	571	0	315	158	1,337
運輸部門	0	0	861	69	0	0	0	931
その他	25	0	101	1,129	0	9,828	243	11,325
うち家計部門	0	0	68	0	0	9,828	158	10,054
非エネルギー 利用	0	0	10	202	0	0	0	211
うち石油化学 原料	0	0	0	202	0	0	0	202
合計	142	0	1,148	1,971	0	10,142	401	13,803

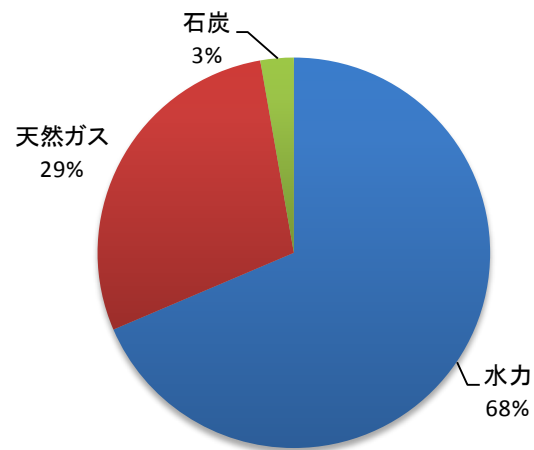
注：マイナス(-)はミャンマー国外に放出されるエネルギーを示す。

出典：ミャンマーの投資環境 2013 年 11 月（国際協力銀行）

#### (4) 電力事情

ミャンマー国では、慢性的なエネルギー不足から長期的な計画停電が日常頻繁に実施されている。2012年時点においてグリッド接続している発電所別構成比を右図に示す。

ミャンマー国の総発電設備容量は、約3,776MWとなっており、かつ水力発電のシェアが約70%を占める。なお、2012年末時点では、以下に示す通りグリッド接続発電所は水力発電所が19箇所、ガスタービン及びコンバインドサイクル発電所が10箇所、石炭火力発電所が1箇所の計30か所となっている。



出典:電力省

図.1-7 ミャンマーの電力構成(2012年)

表 1-9. MNPG に接続している発電所一覧

#	発電所名	設備容量 (MW)	発電種類	所在地
1	Baluchaung-1	28	水力発電	カヤ州
2	Baluchaung-2	168	水力発電	カヤ州
3	Yeywa	790	水力発電	マンダレー州
4	Kinda	56	水力発電	マンダレー州
5	Sedawgyi	25	水力発電	マンダレー州
6	Zawgyi-1	18	水力発電	シヤン州
7	Zawgy-2	12	水力発電	シヤン州
8	Thapenzeik	30	水力発電	サガイン州
9	Mone	75	水力発電	マグウェ州
10	Paunglang	280	水力発電	マンダレー州
11	Kabung	30	水力発電	バゴ州
12	Yenwe	25	水力発電	バゴ州
13	Zaungtu	20	水力発電	バゴ州
14	Shweli-1	600	水力発電	シヤン州
15	Keng taung	54	水力発電	シヤン州
16	Shwegyin	75	水力発電	カレン州
17	Kun	60	水力発電	バゴ州
18	Kyeeon Kyeewa	74	水力発電	マグウェ州
19	Dapein-1	240	水力発電	カチン州
20	Kyungchaung	54	ガスタービン火力発電	マグウェ州
21	Mann	37	ガスタービン火力発電	マグウェ州
22	Shwedaung	55	ガスタービン火力発電	バゴ州
23	Mawlamyaing	12	ガスタービン火力発電	モン州
24	Myanaung	35	ガスタービン火力発電	エーヤワディー州
25	Hlawa	209	コンバインドサイクル火力発電	ヤンゴン州



#	発電所名	設備容量 (MW)	発電種類	所在地
26	Ywama	122	コンバインドサイクル火力発電	ヤンゴン州
27	Ahlon	275	コンバインドサイクル火力発電	ヤンゴン州
28	Thaketa	146	コンバインドサイクル火力発電	バゴー州
29	Thaton	51	ガスタービン火力発電	バゴー州
30	Tigyit	120	石炭火力	シヤン州
合計		3,776		

注 1 : GT:ガスタービンによる発電、ST:スチームによる発電

注 2 : 上表は 2012 年 12 月時点のもの。

出典 : 「The Republic of The Union Of Myanmar Ministry of Electric Power Myanmar Electric Power Enterprise」を参考に弊社にて作成

## 1.4 ホスト国の気候変動

### 1.4.1 温室効果ガス(GHG:Greenhouse Gases)排出状況

ミャンマー国では、2000年に第一次国別報告書を作成している。国別報告書によると、ミャンマーのGHG排出源は土地利用及び森林セクターが60%と最も多く、続いて農業（33.9%）、廃棄物（4.2%）となっている。

排出源、吸収源共に土地利用及び森林セクターからの割合が多くなっている。

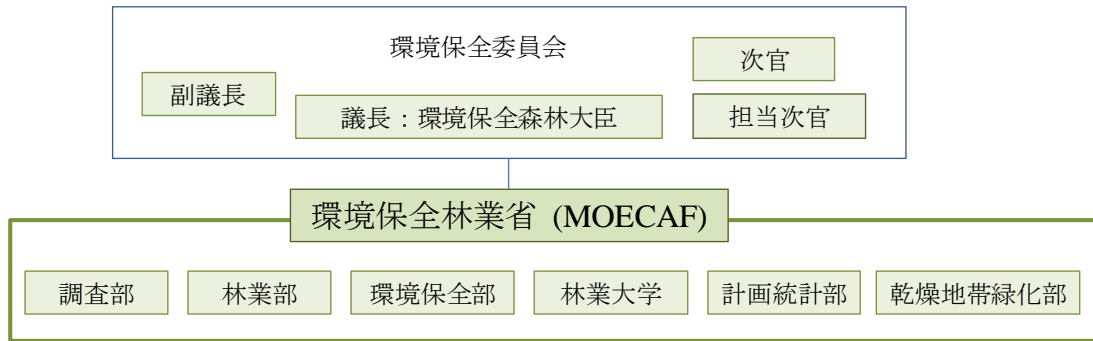
表 1-10. ミャンマーの GHG 排出量(2000 年)

セクター	CO <sub>2</sub> [Gg CO <sub>2</sub> -eq]			シェア率
	吸収量	総排出量	正味排出量	総排出量
エネルギー	0	786	786	1.2
産業	0	463	463	0.7
農業	0	22,843	22,843	33.9
土地利用及び森林	142,221	40,405	-101,816	60.0
廃棄物	0	2,826	2,826	4.2
合計	142,221	67,323	-74,898	100.0

出典: The 11<sup>th</sup> workshop on GHG inventories in Asia

### 1.4.2 気候変動に係る組織体制及び国家対策

ミャンマー国における気候変動政策の組織体制は、2012年に設立された環境保全森林省 (Ministry of Environmental Conservation and Forestry : MOECF) を中心として構成され、調査部、林業部、環境保全部、林業大学、計画統計部、乾燥地帯緑化部の6つの組織が参画している。



参考：IGES 市場メカニズム国別ハンドブック(2013年1月版)

図 1-8. 気候変動組織体制

ミャンマー国では、1994年11月25日に気候変動枠組み条約(UNFCCC)を批准し、その後、2003年8月13日に京都議定書を批准している。同国における国家気候変動対策を下表にまとめる。

表 1-11. 国家気候変動対策

政策名	年度	内容
ミャンマー国家環境政策	1994	環境の保全及び劣化防止、経済発展の推進、環境保護を優先させる持続可能な開発の達成、環境と開発の調和
ミャンマー・アジェンダ 21	1997	持続可能な天然資源利用、社会発展、経済発展、組織発展
国家持続可能な開発戦略 (NSDS)	2009	社会・経済・環境問題の 3 つの分野における持続可能な開発を達成するための対策
環境保全法	2012	天然資源の管理・損失防止及び持続可能な利用、国民意識の向上、環境プログラムへの協力
国家適応行動計画 (NAPA)	2012	8 つの主セクターから 32 の優先活動を選出し、気候変動への適応策を実施

参考:IGES 市場メカニズム国別ハンドブック(2013年1月版) 11<sup>th</sup> workshop on GHG inventories in Asia and the published information by the UN prepared by the JICA study team

また、ミャンマー国では2012年に国家適応行動計画を取りまとめており、気候変動適応策を8つの主セクター（農業、防災、森林、公衆衛生、水資源、沿岸保全）で分類し、そのうち32の優先活動を選定して、活動を実施している。

### 1.4.3 CDM に関する状況

ミャンマー国は、京都議定書において「非附属書 I 国」に位置付けられている。同国における CDM 登録件数は、「Dapein (1) Hydropower Project in Union of Myanmar」の 1 件のみ<sup>9</sup>である。また、PoA(Programee of Activity)案件の登録数は 4 件となっている。

ミャンマー国における指定国家機関 (Designated National Authority : DNA) は、2006 年に環境保全林業省(MOECAF)を事務局とし、その他 11 省代表者により構成されている。同国では、CDM の知見に乏しいことから、隣国の例を参考に CDM

<sup>9</sup> 2014 年 1 月現在

の実施拡大、及びそれを支援する準備を進めている。参考として、ミャンマーにおいて現在公表されている CDM 案件とその登録に向けた進捗をまとめる。

表1-12. ミャンマーにおけるCDM案件の状況

プロジェクト名	プロジェクトの種類	プロジェクトの補足情報	年間削減量 [tCO <sub>2</sub> /year]	審査状況	備考
Dapein (1) Hydropower Project in Union of Myanmar	水力発電	新規貯水式	677,937	登録済み	
Solar LED lamp Project in Developing Asia	エネルギー効率	民生・家庭	7,772	有効化審査中	複数国対象 PoA
Carbon Soft Open Source PoA, LED Lighting Distribution:Emerging Markets	エネルギー効率	民生・家庭	29,321	有効化審査中	複数国対象 PoA
PoA for the reduction of emission from non-renewable fuel from cooking at household level	バイオガス	家畜糞尿	22,797	有効化審査中	複数国対象 PoA
International Water Purification Program	その他	浄水	12,488	有効化審査中	複数国対象 PoA

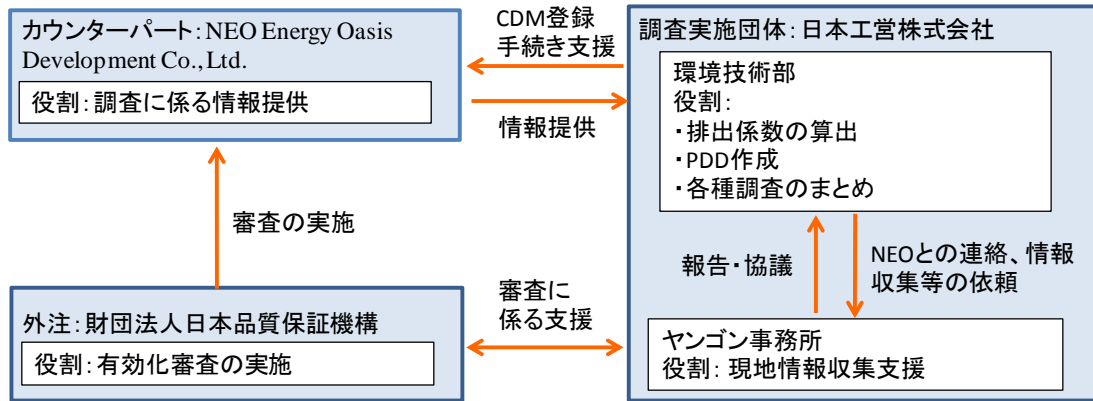
参考:UNFCCC ウェブサイト (2014年1月時点)

ミャンマー国は、これまでCDM登録件数が1件とCDM開発途上国であり、MNPGに係るグリッド排出係数は同国政府から正式に公表されていない。公式な排出係数の算定については、今後同国においてCDM事業を普及するための課題の一つとなっている。

## 第 2 章 調査の内容

### 2.1 調査実施体制

本調査の実施体制は、下図に示す。



出典：調査団作成

図 2-1. 調査実施体制

本調査は、調査の実施主体である日本工営株式会社及び事業主体である NEO Energy Oasis Development Co., Ltd により実施した。

各団体の主な業務内容は下表に示すとおりである。日本工営が、排出係数の算出、PDD の作成、各種調査を担当し、現地における情報収集及び NEO との協議は日本工営株式会社のヤンゴン事務所が調査支援を担当した。

本プロジェクトの有効化審査に関しては、指定運営組織(DOE)である一般財団法人日本品質保証機構(JQA: Japan Quality Assurance Organization)が担当し、デスクレビュー及びサイトレビューを実施した。

表 2-1. 調査実施団体名とその役割

役割	団体/組織名	主な役割
調査実施主体	日本工営株式会社 環境技術部	調査の実施及び PDD 作成、登録支援の実施
調査実施主体(現地)	日本工営株式会社 ヤンゴン事務所	現地における情報収集・活動支援を担当
カウンターパート	NEO Energy Oasis Development Co., Ltd	調査を実施する上で必要な情報提供
外注先(指定運営組織)	一般財団法人日本品質保証機構	有効化審査の実施

出典：調査団作成

### 2.2 調査スケジュール

本プロジェクトのCDM登録に関しては、2012年10月にPrior considerationをUNFCCC及びミャンマーDNA (MOECAF) に提出している。そのため、本調査ではCDM登録に係る各種手続きのうち、プロジェクト設計書(PDD)の作成から有効化審査の実施までを行った。本調査のスケジュールを下表に示す。

表 2-2. 調査スケジュール

業務内容	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
現地調査		■	■			■			
(1) ベースライン・モニタリング方法論に関する調査	■								
(2) ベースラインシナリオに関する調査		■							
(3) 追加性の証明に関する調査		■							
(4) モニタリング手法・計画に関する調査		■							
(5) 温室効果ガス (GHG) 排出量の算定に関する調査		■							
(6) プロジェクト実施期間・クレジット獲得期間に関する調査			■						
(7) 環境影響の分析に関する調査			■						
(8) 利害関係者のコメントに関する調査		■							
(9) 資金計画に関する調査		■							
(10) PDD等の作成		■							
(11) 有効化審査の実施			■						
(12) ホスト国の持続可能な開発への貢献に関する調査			■			■			
報告書作成				▲			▲		▲
				中間報告書			仮報告書		最終報告書

出典：調査団作成

## 2.3 調査課題

本調査開始時に想定した課題を下表に示す。

表 2-3. 本調査に係る課題

#	項目	調査課題
1	ベースライン・モニタリング方法論に関する調査	本プロジェクトは、送電網に電力を供給する再生可能プロジェクトである。また、発電量 15MW 以下の小規模 CDM プロジェクトに分類される。これらの条件より、「AMS-I.D. Grid connected renewable electricity generation (ver17.0)」が方法論として適用可能であると考えられるが、上記方法論の適用条件を再確認する必要がある。
2	ベースラインシナリオに関する調査	ベースライン排出量は、本水力発電所の電力量にグリッド排出係数を乗じるが、ミャンマー国のグリッド排出係数は同政府より公表され

#	項目	調査課題
		ていない為、グリッドに接続されている発電所の燃料使用量と発電データを使用し、「Tool to calculate the emission factor for and electricity system (Version04.0)」を用いて算出する必要がある。一方、ミャンマー国で唯一 CDM 登録済みのプロジェクトである「Dapein(1) Hydropower project in Union of Myanmar」で使用されている排出係数について、本プロジェクトでの適用を検討する。
3	追加性の証明に関する調査	本プロジェクトの FIRR は、2010 年に日本工営が実施した実現可能性調査(FS:Feasibility Study)で算出済みである。ミャンマー国中央銀行から公表されている基準貸付利率等を参考にし、FIRR の値を用いて投資分析、感度分析等を行う必要がある。
4	モニタリング手法・計画に関する調査	UB-2 は建設前につき、発電量のモニタリング手法・計画に関する具体的なマニュアル等は未作成である。従い、PDD 作成にあたっては、過去の類似プロジェクトの PDD の論法と論拠を参考にし、UB-2 の状況に適した記載をする。
5	温室効果ガス排出量の算定に関する調査	上記 2 で算出した排出係数と UB-2 の設備容量により、温室効果ガス排出量を算出する。その際、UB-2 における自家発電装置(ディーゼルジェネレーター)の使用等につき確認する。
6	プロジェクト実施期間・クレジット獲得期間に関する調査	本プロジェクトでは CDM の登録を 2014 年 6 月に予定している。CDM 登録後から CER 取得までの手順については、調査期間内の実施が難しいため、NEO が独自に実施出来る体制を整える予定としている。なお、クレジットの獲得期間は、本調査期間において NEO の要望を確認する。
7	環境影響の分析に関する調査	本プロジェクトでは、2010 年に日本工営が実現可能性調査(FS 調査)を実施しており、同時に環境影響評価も実施済みである。そのため、本調査業務では当時の環境影響評価報告書に基づき、PDD を作成する。
8	利害関係者のコメントに関する調査	本プロジェクトに関わる利害関係者とのミーティングは過去に数回実施されており、その情報に基づき PDD の作成を行うが、本調査では追加で今後の利害関係者とのミーティングの予定等を確認した上で、必要に応じて PDD に追記する。 なお、現在までに実施されたミーティングでは、環境影響や社会的問題はあげられていない。
9	資金計画に関する調査	本プロジェクト実施するための必要な経費や収入については、2010 年に日本工営が実施した FS 調査にて算出されている。但し、FS 調査当時データは約 4 年前と古く、現在の資金状況と異なる可能性がある。従い、本調査では、NEO に対し、現時点での資金計画について再確認する。
10	PDD 等の作成	上記 1～9 で実施した調査結果を基に PDD の作成を行うが、適用可能な方法論に従って PDD を作成する。
11	有効化審査の実施	ミャンマー国には指定運営機関(DOE)が存在しないため、他国より DOE を選定する必要がある。エネルギー審査/監査経験等の経歴を持つ機関を数社比較検討、選定の上、有効化審査の協力を依頼する予定である。 有効化審査には時間を要するが、本調査業務終了(最終調査報告書提出)時まで Draft Validation Report を作成するよう対応する。
12	ホスト国の持続可能な開発への貢献に関する調査	本プロジェクトが広くミャンマー国内に普及することにより、持続可能な開発に係る以下の効果が期待できる。 ミャンマー国では 2020 年までに設備容量 2,644MW の水力発電所

#	項目	調査課題
		を新規建設する計画である。当該プロジェクトが CDM 登録されれば、その排出係数は今後建築される水力発電所の CDM 化にも使用することが可能となる。従い、当該プロジェクトは CDM 制度の普及に貢献することが可能である。

出典：調査団作成

## 2.4 調査内容

上記2.3節で記載した調査課題に対し、実施、確認した調査内容を下表にまとめる。

表 2-4. 調査内容

#	項目	調査内容
1	ベースライン・モニタリング方法論に関する調査	「AMS-I.D. Grid connected renewable electricity generation (ver17.0)」の適用条件について、本プロジェクトへの適用に問題ないことを確認した。
2	ベースラインシナリオに関する調査	電力省より入手した 2010 年～2012 年のグリッド接続されている発電所の燃料使用量と発電データを使用し、「Tool to calculate the emission factor for and electricity system (Version04.0)」を用いて排出係数を算出した。 一方、Dapein (1) Hydropower project in Union of Myanmar で用いられているデータ源及び算出方法を確認し、PDD で使用する排出係数について、弊社で算出した係数との比較検討を行った。
3	追加性の証明に関する調査	FS 調査レポートはミャンマー国政府に承認されているため、PDD 作成の際の根拠資料となり得る。従い、FIRR 算出において使用する数値は FS 調査レポートから引用することとした(現在の CER 価格を除く)。 ベンチマークとなり得る数値は、出典や年度によって値が異なるため、本プロジェクトの追加性の証明に適した値の検討を行った。そして、ベンチマーク、FIRR の数値を用い感度分析を行い、本プロジェクトが追加的であることを証明した。
4	モニタリング手法・計画に関する調査	モニタリング手法・計画に関して、本調査では以下の事項を確認した。 ・UB-2 の電力データの実測及び収集方法(計画も含む) ・ミャンマー国におけるキャリブレーション方法に係る基準 ・過去の類似プロジェクトで実施されているモニタリング手法について、本プロジェクトへの適用可能性
5	温室効果ガス排出量の算定に関する調査	上記 2 で算出したグリッド排出係数を用い、温室効果ガス排出量の算定を行った。温室効果ガス排出量の算定に係り、以下の事項を確認した。 ・UB-2 における自家発電装置の設置予定 ・リーケージとなり得る状況の有無
6	プロジェクト実施期間・クレジット獲得期間に関する調査	クレジットの獲得期間について、NEO の要望を確認した。 なお、CDM 登録は本調査終了後となるため、NEO が独自に CER を取得するための体制整備については、本調査終了後に日本工営が行う予定である。
7	環境影響の分析	FS 調査時の環境影響評価報告書に基づき、PDD を作成した。ま

#	項目	調査内容
	に関する調査	た、現地調査の際には利害関係者へのインタビューを実施し、本プロジェクトによる環境影響について確認した。
8	利害関係者のコメントに関する調査	本調査では、実施済みであるステークホルダーミーティングの詳細内容を確認するため、下記の情報を取得し、PDD に反映した。 ・各ミーティングにおける参加者の所属先、人数 ・各ミーティングの内容確認のための議事録 ・各ミーティングにて話われた問題点とその現状
9	資金計画に関する調査	2010 年の FS 調査で行った経済分析に使用されている数値データの根拠資料収集及び、2010 年と現時点での資金計画の変更点の確認を行い、IRR の算出及び感度分析を実施した。
10	PDD 等の作成	上記 1～9 で実施した調査結果を基に PDD の作成を行った。また、DOE による有効化審査実施のため、PDD に記載されている情報について、根拠資料の収集を行った。
11	有効化審査の実施	調査開始時点では、ミャンマー国の渡航への利便性を考慮し、近隣国にオフィスを持つ DOE を選定していた。しかし、他国での有効化審査実施経験が豊富である点、日本語でのやり取り及び本邦での打合せが可能である点を考慮し、一般財団法人日本品質保証機構 (JQA) を審査機関として選定した。JQA は弊社で作成した PDD を基に、根拠資料の確認及び現地調査でのヒアリングを実施し、本プロジェクトが CDM プロジェクトとして適格かどうか妥当性の確認を行った。
12	ホスト国の持続可能な開発への貢献に関する調査	ミャンマー国における今後の水力発電建設計画を調査し、今後 CDM に係る案件の候補等、ミャンマー国における気候変動に関する展望について検討した。

出典：調査団作成



## 第3章 調査結果

### 3.1 ベースライン・モニタリング方法論

本プロジェクトでは、グリッドに電力を供給する再生可能エネルギー事業（水力発電事業）であり、かつ設備容量が10MWとなっている。そのため、方法論は小規模であるAMS-I.D. : Grid connected renewable electricity generation (ver.17)を適用する。

上記方法論の適用条件（applicability）、及び本プロジェクトにおける適用根拠とあわせて下表に整理する。

表 3-1. 方法論適用根拠

AMS-I.D (ver.17)における適用条件	本プロジェクトの適用根拠
1基以上の化石燃料燃焼発電設備から供給されている又は供給されていたであろう電力分配システムに電力を供給し、その電力分配システムから電力を送出させるための再生可能エネルギー生成設備を構成対象とする。再生可能エネルギー源としては、太陽光、水力、潮力・波力、風力、地熱、及び再生可能バイオマスなどがある。	本プロジェクトは、発電電力をミャンマー国電力グリッドへ供給する水力発電事業である。
新たに導入される再生可能エネルギー生成設備が再生可能部分と非再生可能部分を有している場合、小規模CDMプロジェクトにかかる15MWの上限値は、再生可能部分に対してのみ適用される。新たに導入される設備が再生可能燃料と化石燃料との混合燃焼である場合は、当該設備全体の容量が15MWの上限値を超えてはならない。	本プロジェクトは、総出力10MWの水力発電設備のみが新設される。
熱電統合システムは、当カテゴリーIDの対象外である。	適応対象外
既存の再生可能発電施設において再生可能エネルギー生成設備の追加を含むプロジェクトの場合、プロジェクトによる当該設備の追加容量は、15MW以下であり、既存設備と物理的に区別されなければならない。	本プロジェクトは、総出力10MWの小水力発電設備のみが新設される。
再生可能エネルギー生成のために既存施設を改修・修繕することを目的とするプロジェクトは、当カテゴリーに含まれる。小規模プロジェクトとして適格であるためには、改修・修繕される設備の総出力は15MWの上限値を超えてはならない。	本プロジェクトは、総出力10MWの水力発電設備のみが新設される。

出典：調査団作成

以上より、本プロジェクトは、適用条件のいずれにも合致しており、方法論の要求事項を満たしている。

## 3.2 ベースラインシナリオ及びプロジェクトバウンダリーの設定

### 3.2.1 ベースラインシナリオの設定

小規模方法論AMS-I.D (ver.17)におけるベースラインシナリオは、プロジェクトが実施されなかった場合に利用されたであろう技術により、本プロジェクトが提供するサービスと定義し、そのエネルギー等価のサービスを提供するのに必要な化石燃料消費をベースライン排出量として算出する。

本プロジェクトにおけるベースラインシナリオは方法論に基づき、下記のように設定する。

#### ベースラインシナリオ

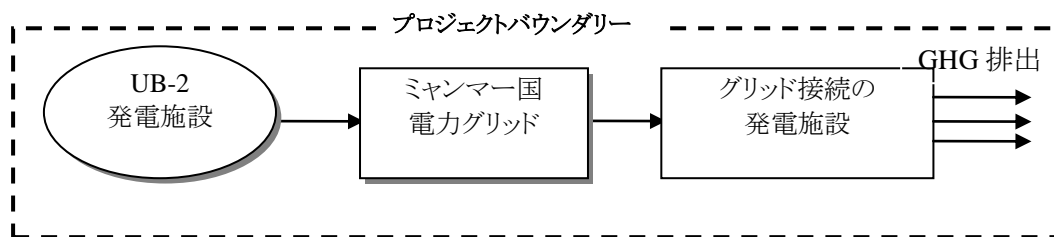
本プロジェクト活動によって国家電力グリッドへ供給される電力は、本プロジェクトが存在しない場合グリッドに接続している既存の発電所の運転あるいは新規電源の追加によって代替される。

### 3.2.2 プロジェクトバウンダリーの設定

本プロジェクトは、総出力10MWの小水力発電プロジェクトであり、小規模方法論AMS-I.D (ver.17)に分類される。本プロジェクトに係るプロジェクトバウンダリーに含む条件として、以下の項目を考慮している。

- i) 本プロジェクト建設に関する地理的な地域
- ii) 本プロジェクトにおいて接続する国家電力グリッド

本プロジェクトのバウンダリーは、UB-2 発電施設、及び本プロジェクトにおいて接続するミャンマー国電力グリッド（Myanmar National Power Grid : MNPG）、及び配電網を含むものとする。



出典：調査団作成

図 3-1. プロジェクトバウンダリー

プロジェクトバウンダリーに含まれるGHG排出源を下記にまとめる。

表 3-2. プロジェクトバウンダリーに含まれる排出源

排出源	種類	対象	説明
<b>ベースライン</b>			
発電のための化石燃料消費	CO <sub>2</sub>	含む	主な排出源
	CH <sub>4</sub>	含まない	非常に少ないため除外可能
	N <sub>2</sub> O	含まない	非常に少ないため除外可能
<b>プロジェクト</b>			
グリッド電力の利用	CO <sub>2</sub>	含まない	水力発電のため、カーボンニュートラル
	CH <sub>4</sub>	含まない	非常に少ないため除外可能
	N <sub>2</sub> O	含まない	非常に少ないため除外可能

出典：調査団作成

### 3.3 モニタリング計画

#### 3.3.1 モニタリング項目

本調査では、小規模方法論AMS-I.D (ver.17)に基づき、モニタリング計画を作成する。主なモニタリング項目は、グリッドに供給された電力量とグリッドから供給された電力量であり、排出削減量の算定に必要である純電力供給量を求める。

表 3-3. モニタリング計画

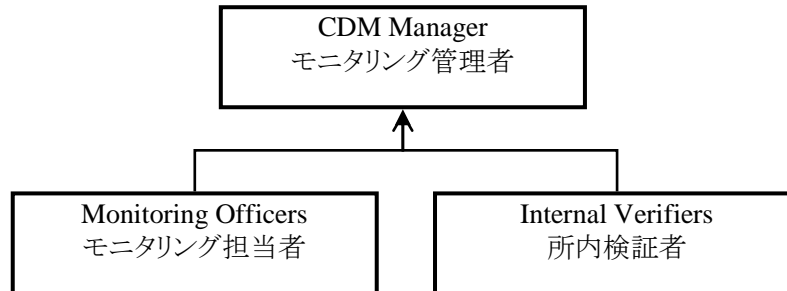
項目	概要
モニタリング項目	本プロジェクト活動によりグリッドへ供給される発電電力量 (MWh)
モニタリング手法	電力量計は連続的に計測され、1ヶ月に1度は記録をとる。計測結果は電力販売記録とのクロスチェックを行う。
モニタリング頻度	計測は連続的に実施、1ヶ月に1度集計結果をまとめる。

出典：調査団作成

なお、本プロジェクトでは発電所施設内にバックアップ用電源設備を設置する予定はないため、発電施設内での化石燃料の使用は想定しない。

### 3.3.2 モニタリング実施体制とモニタリング方法

方法論に基づき要求されるモニタリング及び報告を適切に行うため、下記に示すプロジェクトモニタリング実施体制を検討している。



出典：調査団作成

図 3-2. モニタリング実施体制

なお、各担当におけるモニタリング業務の担当内容は下表に示すとおりである。

表 3-4. モニタリング作業分担

ポジション	担当
CDM Manager	<ul style="list-style-type: none"> <li>モニタリング業務における全体の管理</li> <li>モニタリングスタッフのトレーニングの管理、モニタリング業務の管理、最終確認等を担当</li> <li>モニタリング担当者からの報告を受け取り、それらのデータを元に DOE に提出する CDM モニタリングレポートを作成</li> </ul>
Monitoring Officers	<ul style="list-style-type: none"> <li>日常的な計測器の読取、計測したデータの集計、整理、電力販売レシートの管理等を担当</li> <li>モニタリング結果を CDM マネージャーに報告</li> </ul>
Internal Verifiers	<ul style="list-style-type: none"> <li>モニタリングデータの確認、電力販売レシートと計測結果のクロスチェック等を担当</li> </ul>

出典：調査団作成

### 3.3.3 モニタリング計測器の品質管理

モニタリング計測器の品質管理について、ミャンマー国における基準が存在しないため、本プロジェクトでは国際基準に基づいた品質管理を行う予定であり、今後、施主と詳細を決定してゆく予定である。なお、モニタリングに用いる計測機器は、2年に1度キャリブレーションを実施し、計測機器の正確性を保つよう配慮する予定である。

### 3.4 温室効果ガス排出削減量

#### 3.4.1 ベースライン排出量

小規模方法論AMS-I.D(ver.17)より、ベースライン排出量( $BE_y$ )は電力の純供給量( $EG_y$ )とグリッドの排出係数の積で算出される。

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{MNPg,y}$$

$BE_y$  y 年のベースライン排出量 [tCO<sub>2</sub>]

$EG_{BL,y}$  y 年の年間発電量 [MWh]

$EF_{MNPg,y}$  グリッド電力排出係数

グリッド排出係数について、現在、ミャンマー政府による公表値が存在していない。そのため、以下の2つの方法でグリッド排出係数の算定を比較、検討した。

- a. ミャンマーで唯一 CDM 登録済みである Dapein (1) Hydropower Project in Union of Myanmar<sup>10</sup> (以下、Dapein プロジェクト) で使用されているグリッド排出係数を適用
- b. “Tool to calculate the emission factor for and electricity system (Version04)” で設定されている算出方法に基づき、現時点で最新データとなる 2010 年～2012 年の MNPg データを基に、Operating Margin (OM)、Build Margin (BM)、及び Combined Margin (CM) を算出

下表に比較検討した結果を整理する。

表 3-5. 排出係数比較結果

オプション	概要	検討結果
a. Dapein (1) Project 排出係数	<p>排出係数：0.39459 [tCO<sub>2</sub>/MWh]</p> <p>データソース： 2006 年-2008 年のグリッド接続の電力量データ (Ministry of Electric power(1)&amp;(2)公表)</p> <p>算出方法： “Tool to calculate the emission factor for and electricity system (Version02.2.1)”で設定されている算出方法に基づき、OM 及び BM から求められる CM を算出。</p>	<p>左記係数は既に CDM 登録している案件にて使用されている。そのため、本プロジェクトのグリッド排出係数として引用することが期待された。しかしながら、Dapein プロジェクトが使用した(グリッド排出係数の)根拠を当調査団で収集・確認することが困難であった。</p>
b. 2010 年-2012 年データに基づき算出	<p>排出係数：0.371 [tCO<sub>2</sub>/MWh]</p> <p>データソース： ・ 2010 年～2012 年の各発電所における発電量</p>	<p>MOEP より提供された MNPg に係る 3 カ年データ(2010～2012 年)に基づき、弊社で算出した。</p>

<sup>10</sup> 2013 年 2 月に CDM 登録

オプション	概要	検討結果
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2010 年～2012 年の石炭火力発電所及び天然ガス発電所の燃料使用量</li> <li>・ ミャンマー電力省 (MOEP) より上記データを受領</li> </ul> 算出方法： “Tool to calculate the emission factor for and electricity system (Version04)”で設定されている算出方法に基づき、2010 年～2012 年の OM 及び BM から求められる CM を算出	

出典：調査団作成

### 3.4.2 グリッド排出係数の算定

グリッド電力排出係数は“Tool to calculate the emission factor for and electricity system (Version04)”で設定されている算出方法に基づき、2010年～2012年のOM及びBMから求められるCMを用いて算出した。

ベースラインCO<sub>2</sub>排出係数を求めるには2つのオプションがあり、事業者の選択に基づき決定できる。

- a. 「電力システムに関する排出係数計算ツール」を用い、排出係数としてCMを算出する。
- b. 既存系統電源の平均排出係数を算出し、プロジェクト実施後、最新のデータ(発電が行われた年度のデータ)に基づき、毎年更新すること。

本プロジェクトではオプションaを選択し、ミャンマー国ナショナルグリッド (MNPG) の最新電力データである2010年～2012年の3年間のデータを入手し、排出係数を算出した。算出結果は0.371 [tCO<sub>2</sub>/MWh]となった。

### 3.4.3 OM 排出係数の計算方法の選定

OM排出係数の計算方法の選定をする。OMの算定には以下4種類の方法があり、グリッド情報の有無、発電所の種類等によりプロジェクト毎に選択する。

- a. 簡易調整 OM
- b. 簡易 OM
- c. ディスパッチ・データ分析 OM
- d. 平均 OM

簡易OMは、長期間の水力発電の平均における、低コストマストラン発電所からの発電量がグリッドの年間総発電力量の50%以内である場合にのみ用い

ることができる。ミャンマー国における低コストマストラン発電所発電量が占める割合を下表に示す。

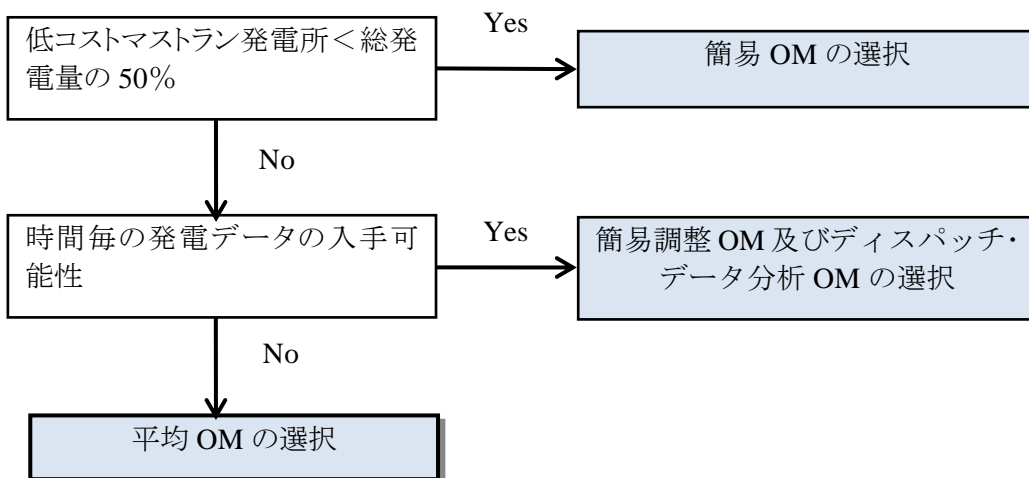
表 3-6 MNPG の低コストマストラン発電所発電量の割合(2012 年)

発電種類	発電量(2012 年)	MNPG での割合
水力発電	6,542,355 MWh	68.6 %
ガスタービン火力発電	2,732,428 MWh	28.6 %
石炭火力発電	262,903 MWh	2.8 %
総発電量	9,537,686 MWh	100%

出典：調査団作成

上表より、ミャンマーの低コストマストラン発電所の発電量は50%以上であるため、簡易OMは本プロジェクトでは適用不可となる。

続く、簡易調整OM及びディスパッチ・データ分析OMへの適用を検討した。しかしながら、時間毎の発電量データの入手が困難なため、簡易調整OM及びディスパッチ・データ分析OMの適用も不可と判断した。以上より、OM排出係数の算出には、他のOM値よりも低めとなってしまうが、現時点で入手、利用可能なデータより「平均OM」を採用した。参考として、OMに係る選択方法の流れを下図に示す。



出典：調査団作成

図 3-3. OM 計算オプションの選択

### 3.4.4 OM 排出係数の算定

上記で選択した平均OM排出係数の算定は、低コストマストラン発電所とそれ以外の発電所の発電量当たりの平均CO<sub>2</sub>排出量として算出される。OM排出係数の算定に適用されるミャンマー国の発電所を下表にまとめる。

表 3-7. OM 排出係数の算定に使われる発電所一覧

#	発電所名	設備容量(MW)	発電種類
1	Baluchaung-1	28	水力発電
2	Baluchaung-2	168	水力発電
3	Yeywa	790	水力発電
4	Kinda	56	水力発電
5	Sedawgyi	25	水力発電
6	Zawgyi-1	18	水力発電
7	Zawgy-2	12	水力発電
8	Thapenzeik	30	水力発電
9	Mone	75	水力発電
10	Paunglang	280	水力発電
11	Kabung	30	水力発電
12	Yenwe	25	水力発電
13	Zaungtu	20	水力発電
14	Shweli-1	600	水力発電
15	Keng taung	54	水力発電
16	Shwegyin	75	水力発電
17	Kun	60	水力発電
18	Kyeon Kyeewa	74	水力発電
19	Dapein-1	240	水力発電
20	Kyungchaung	54	火力発電(ガスタービン)
21	Mann	37	火力発電(ガスタービン)
22	Shwedaung	55	火力発電(ガスタービン)
23	Mawlamyaing	12	火力発電(ガスタービン)
24	Myanaung	35	火力発電(ガスタービン)
25	Hlawa	209	火力発電(コンバインドサイクル)
26	Ywama	122	火力発電(コンバインドサイクル)
27	Ahlone	275	火力発電(コンバインドサイクル)
28	Thaketa	146	火力発電(コンバインドサイクル)
29	Thaton	51	火力発電(ガスタービン)
30	Tigyit	120	火力発電(石炭)
合計		3,776	

出典：調査団作成

ミャンマー国においては、天然ガス及び石炭の燃料を使用している。上記データを用いて算出するOMの排出係数の算定式は下記のとおりである。

$$EF_{MNPg,OM,y} = \frac{\sum FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{EG_{MNPg,y}}$$

$EF_{MNPg,OM,y}$  y年における平均OMのCO<sub>2</sub>排出係数 (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $FC_{i,y}$  y年における燃料iの消費量 (ton)  
 $NCV_{i,y}$  y年における燃料iの発熱量(GJ/ton)



$EF_{CO_2,i,y}$  y年における燃料iによるCO<sub>2</sub>排出係数 (tCO<sub>2</sub>/GJ)  
 $EG_{MNPg,y}$  y年における低コストマストランを含むグリッド接続発電所の総発電量 (MWh)

2010年～2012年のデータに基づくOM排出係数の計算結果は0.371tCO<sub>2</sub>/MWhとなる。OMの計算結果を下表に示す。

表 3-8. OM 排出係数計算結果

年	2010	2011	2012	平均値 (2010-2012)
CO <sub>2</sub> 排出量 (tCO <sub>2</sub> )	2,426,383	3,351,111	3,644,442	
EG <sub>y</sub> (MWh)	6,873,000	8,839,862	9,537,685	
$EF_{grid, OM, y}$ (tCO <sub>2</sub> / MWh)	0.353	0.379	0.382	<b>0.371</b>

出典：調査団作成

### 3.4.5 BM 排出係数の算定

続いて、ビルトマージン (BM) の排出係数を算出する。

排出係数を計算するために使用できるデータには事前オプションと事後オプションを選択することが可能である。

#### a. 事前オプション (Ex-ante)

PDD を提出する前に、入手可能な最新 3 年間の発電量の平均を事前に算出。クレジット期間中、排出係数のモニタリングと再計算は実施しない。

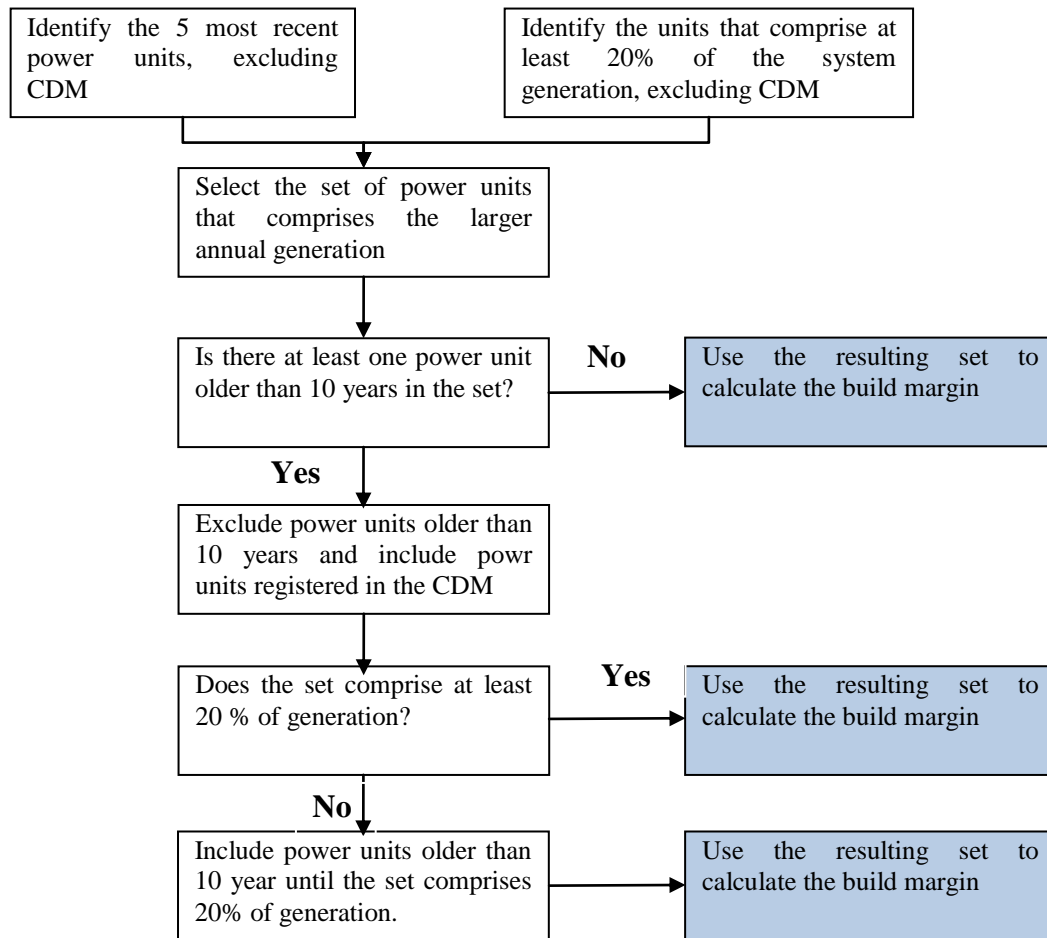
#### b. 事後オプション (Ex-post)

事後に対象となる系統グリッドの排出係数を算出し、モニタリング期間中は毎年更新する必要がある。

本プロジェクトでは、公的な電力量に関するデータの入手が困難な状況を鑑み、事前オプション(ex-ante) を選択する。

BMの算出の対象となる発電所は、下記に示す2つのうち年間発電量の合計値が大きくなる方を選択しなければならない。“Tool to calculate the emission factor for and electricity system (Version04)”のガイドラインにおいて算定オプションが下図のように設定されている。

- a. 直近に建設された 5 つの発電所
- b. 直近に建設され新たにグリッドに接続された発電所で、グリッドにおける発電量の 20%を占める発電所



出典：Tool to calculate the emission factor for an electricity system (version 04.0)

図 3-4. ビルトマージン排出係数の算定オプション

上表に示すように、ビルトマージン排出係数の算定には直近に建設された5つの発電所又は、直近に建設され新たにグリッドに接続された発電所で、グリッドにおける発電量の20%を占める発電所の年間発電量の合計値を比較して、合計値が大きい方を選択する必要がある。しかし、ミャンマー電力省より提供されたミャンマー国内の発電所の発電量、自己消費量等のデータでは、上記条件を満たすデータが全て揃わず、ビルトマージン排出係数については算定が困難であるという結論に至った。

よって、本プロジェクトでは、ビルトマージン排出係数を算定できないものとして、グリッド排出係数の算定を行う。

### 3.4.6 CM 排出係数の算定

グリッド排出係数は、通常、コンバインドマージン (CM) 排出係数を使用する。CM排出係数は、OM排出係数及びBM排出係数を下記2つのオプションを選択、算定する。

- a. 加重平均 CM

## b. 簡易 CM

簡易CMの適用には、①プロジェクトが後発開発途上国（Least Developed Country：LDC）であること、CDM登録件数が10件以下、又は島嶼国であること、加えて、②BM算定方法の要求を満たせないことが条件となっている。

本プロジェクトのホスト国ミャンマーは、LDC国に該当するため、上記①に該当する。また、②BM算定方法の要求を満たせないことについては、前述したとおり、BM算定方法の要求を満たすデータがないことより、該当する。そのため、b. 簡易CMのオプションに基づき算定する。

CM排出係数の算定式は下記のとおりとなる。OM及びBMのデフォルト値はそれぞれ下記のとおりとなる。

$$\begin{aligned} W_{OM} &= 1 \\ W_{BM} &= 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} EF_{MNPg,CM,y} &= W_{OM} \times EF_{MNPg,OM,y} + W_{BM} \times EF_{MNPg,BM,y} \\ &= 1 \times EF_{MNPg,OM,y} + 0 \times EF_{MNPg,BM,y} \end{aligned}$$

既に算出したOM及びBMの数値を上式あてはめると、本件にて採用するMNPgの排出係数は、以下のように算定できる。

$$\begin{aligned} EF_{MNPg,CM,y} &= W_{OM} \times EF_{MNPg,OM,y} + W_{BM} \times EF_{MNPg,BM,y} \\ &= 1 \times 0.371 + 0 \times 0 \\ &= 0.371 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]} \end{aligned}$$

### 3.4.7 排出削減量の算定

排出削減量の算定結果は下記のとおりとなる。

#### 【リーケージ排出量】

リーケージ排出量( $LE_y$ )はゼロである。

$$\text{リーケージ排出量 } (LE_y) = 0.$$

#### 【プロジェクト排出量】

小規模方法論AMS-I.D(ver.17)によりプロジェクト排出量はゼロとなる。また、ACM 0002方法論においても対象プロジェクトは流れ込み式水力発電のため、プロジェクト排出量( $PE_y$ )はゼロである。

$$\text{プロジェクト排出量 } (PE_y) = 0.$$

#### 【排出削減量】

対象プロジェクトの排出削減量は下記計算式で算出される。また、年別削減量を下表に示す。

$$\text{排出削減量}(ER_y) = BE_y - PE_y - LE_y$$

表 3-9. 排出削減量 [tCO<sub>2</sub>/y]

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目
ベースライン 排出量	16,275	16,275	16,275	16,275	16,275	16,275	16,275
プロジェクト 排出量	0	0	0	0	0	0	0
リーケージ 排出量	0	0	0	0	0	0	0
合計	16,275	16,275	16,275	16,275	16,275	16,275	16,275

注:排出係数は0.371 [tCO<sub>2</sub>/MWh]を使用して算出  
出典:調査団作成

### 3.5 プロジェクト実施期間・クレジット獲得期間

本プロジェクトでは、クレジット獲得期間を7年間の2回更新とし、最大21年間とする。水力発電施設の平均寿命は30年間を超えるのが一般的であるため、7年間の2回更新可能なクレジット取得期間に設定し、プロジェクト寿命が終わるまでCERの売却より追加収入が得られるようにする。

また、プロジェクト開始日は十分な建設期間を考慮した上で、現時点では2015年12月1日を予定している。CDM化を前提とした手続き関連の書類整備状況は下記のとおりとなっている。

表 3-10. CDM 化を前提とした証拠書類の整備状況

項目	実施日及び予定
UNFCCC の Prior Consideration Letter 受領	2012年10月
ホスト国政府承認	2013年1月
PDD の提出	2013年10月提出
有効化審査の実施	2013年11月 Desk Review 実施 2013年11月24日～29日 Site Review 実施
Project Concept Note の提出	2014年3月予定
CDM 登録申請	2014年6月予定

出典:調査団作成

### 3.6 環境影響・その他の間接影響

本プロジェクトでは、2010年に本プロジェクトの施主であるNEOが環境影響評価を実施し、本プロジェクトの実施に伴う負の環境影響として、下表に示した要件を特定している。しかしながら、水力発電施設の建設時に生じる一般的な影響であり、プロジェクト実施の妨げとなるような重要な事項は生じていない。

表 3-11. プロジェクトの実施に伴う環境影響

#	影響項目	評価結果
1	外国人労働者の増加に伴う紛争、犯罪、感染症の発生	本項目は必然事項ではなく、労働者の管理を行うことで発生の防止が可能である。従い、本項目はプロジェクトの実施に影響を及ぼさないとと言える。
2	廃棄物、廃水管理の不適切な処理による土壌及び水質汚染	廃棄物、廃水管理の適切な処理により環境影響の防止が可能であるため、本項目はプロジェクトの実施に影響を及ぼさないとと言える。
3	建設時における騒音振動、大気汚染への関与	本水力発電所の近郊には建設時の一時的な影響である。また、本項目の影響が及ぶ範囲に住民が存在しないため、プロジェクトの実施には影響を及ぼさないとと言える。

出典：調査団作成

### 3.7 利害関係者のコメント

本プロジェクトに係るステークホルダーミーティングの開催は、2011年から2013年にかけて合計20回以上実施している。参加者及び開催記録を下表にまとめる。

表 3-12. ステークホルダーミーティング開催記録

#	参加者	開催回数
1	- 電力省、9名 - Nyaung Shwe 地域、1名(警視庁) - ミャンマー経済銀行、1名	2011年1回 2012年7回
2	- Tanggyi 地域、1名 - Nyaung She 地域、1名 - Inn Tain-Le Pyin 村、1名 - Tone Le 村、1名 - Kyauk Taw Knoe 村、1名 - 林業省、1名	2011年1回
3	- ミャンマー経済銀行、1名	2011年1回
4	- Shan State 総務局、2名 - 電力省、2名、 - Tanggyi 地域、1名 - Nyaung Shwe 地域、1名	2011年1回 2012年3回
5	- ‘Inn’ party、2名 - Indein 村、1名 - Minlone 村、1名	2013年1回

出典：調査団作成

利害関係者ミーティングの詳細を下表に示す。これまで各利害関係者と複数回にわたり協議や議論を行っているが、事業実施に疑問を呈するような重大な環境影響や社会的問題に関するコメント等はない。

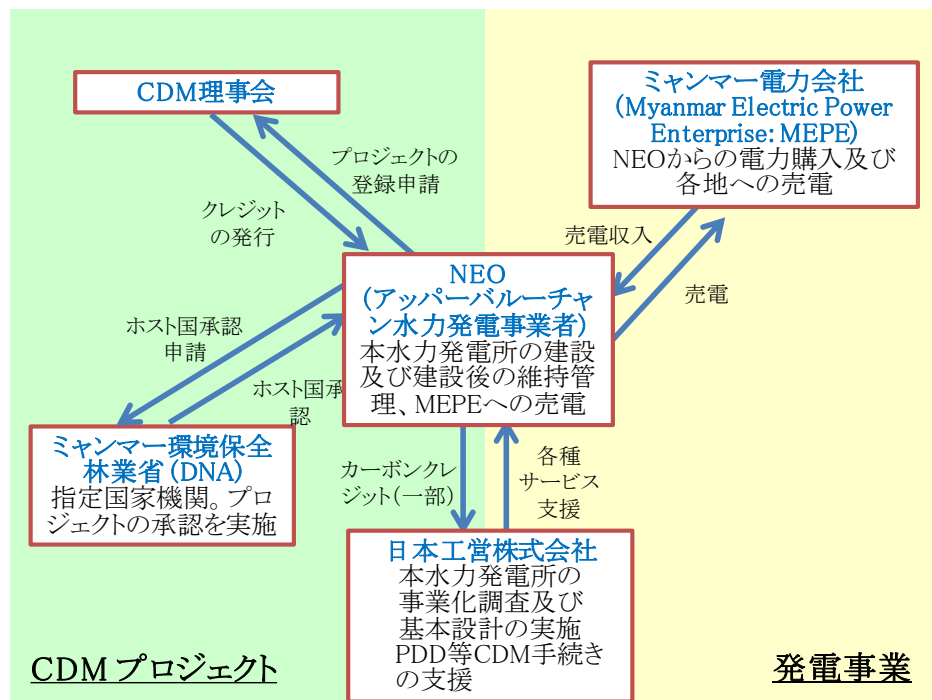
表 3-13. 利害関係者ミーティングの種類とその進捗

利害関係者の種類	ミーティング内容	進捗
地区、郷、組織、村長等	ベースキャンプのための土地利用とその保証	2010 年に 1 回実施済みであり、特段問題となるコメントは出ていない
国家、地方当局、部門長、村長	村落への小水力利用、健康、福祉に関する事項(小規模医療施設の設立、小学校の設立)	2011 年に 4 回実施済みであり、特段問題となるコメントは出ていない
インレー湖の代表、村長、地域の利害関係者	環境影響の確認	2010 年に 1 回実施済みであり、特段問題となるコメントは出ていない
地域の利害関係者、部門長	プロジェクトの進捗確認	2011 年～2013 年に 12 回、定期的に行われている。

出典：調査団作成

### 3.8 プロジェクト実施体制

本プロジェクト及びUB-1の事業者は、ミャンマーの民間企業であるNEOであり、同社は自己資金を元手にIPP事業を行う予定である。CDM実施に係るNEO以外に関連する組織等の相関を下図に示す。



出典：調査団作成

図 3-5. プロジェクト実施体制

本プロジェクトの施主であるNEOは、発電所の建設及び建設後の維持管理、ミャンマー電力会社への売電を担当する。これに対し、本プロジェクトの事業化調査や基本設計を行った日本工営株式会社は、CDMに係る各種支援を行うこととしている。

### 3.9 資金計画

本プロジェクトは建設期間として3年間を予定し、建設費用は約1,800万ドルである。発電開始後、発電に係り年間約19万3,000ドル（固定費：191,005ドル、変動費；1,869ドル）の支出を見込んでいる。他方、売電収益として年間196万6,000ドル程度を見込んでいる。本プロジェクトの建設における資金計画は下表の通りである。

また、資金調達に関して、オーナーであるNEOが自己資金で建設を行うため、借入れ等の資金調達は予定していない。

表 3-14. 資金計画

支出入	項目	ドル
初期投資	建設費用(1年目)	7,052,042
	建設費用(2年目)	7,949,603
	建設費用(3年目)	2,867,654
	小計①	17,869,299
毎年の支出	発電所維持運営費(年間)②	192,874
毎年の収入	年間売電料(収益)③	1,965,984
年間収益(③-②)		1,773,110
60年間収益④		100,122,493
プロジェクト収益(④-①)		82,253,194

出典：調査団作成

本プロジェクトは、機器の耐用年数を60年に設定しており、プロジェクト期間におけるキャッシュフローを次頁の表にまとめる。

表 3-15. プロジェクトキャッシュフロー

単位 USD

	Capital Cost		O&M Cost		Total Cost	Sales of Energy (GWh)	Revenue from Sales of Energy	Net Financial Benefit
	Local	Foreign	Fixed Cost	Variable Cost				
-3	2,662,628	4,389,414	0	0	7,052,041	0	0	-7,052,041
-2	3,610,923	4,338,680	0	0	7,949,603	0	0	-7,949,603
-1	1,429,883	1,437,771	0	0	2,867,654	0	0	-2,867,654
1			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
2			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
3			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
4			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
5			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
6			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
7			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
8			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
9			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
10			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
11			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
12			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
13			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
14			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
15			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
16			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
17			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
18			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
19			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
20			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
21			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
22			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
23			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
24			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
25			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
26			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
27			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
28			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
29			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
30			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
31			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
32			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
33		7,440,465	191,005	1,869	7,633,339	43.69	1,965,984	-5,667,354
34			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
35			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
36			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
37			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
38			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
39			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
40			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
41			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
42			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
43			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
44			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
45			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
46			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
47			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
48			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
49			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
50			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
51			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
52			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
53			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
54			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
55			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
56			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
57			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
58			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
59			191,005	1,869	192,874	43.69	1,965,984	1,773,110
60		-1,176,358	191,005	1,869	-983,484	43.69	1,965,984	2,949,469

出典：調査団作成



### 3.10 経済分析

本プロジェクトでは、「Guidelines on the assessment of investment Analysis(Appendix A)」を用いて、PDDにおける経済分析を行っている。

分析に当り、以下の基本情報を用いている。なお、FIRRのベンチマークは、本プロジェクトの実施が決定された2010年時点の、ミャンマー民間銀行貸出金利である17%<sup>11</sup>(2010年)を適用している。

表 3-16. プロジェクトの経済分析を行うために必要な基本項目

項目	単位	量	情報源
設備容量	MW	10	FS & Basic Design Report
固定投資額	Million USD	17.87	FS & Basic Design Report
年間運営コスト	Million USD	0.19	FS & Basic Design Report
グリッド接続発電量	GWh / year	43.82	FS & Basic Design Report
売電価格 <sup>※注</sup>	Cent USD / kWh	4.5	FS & Basic Design Report
発電施設寿命	Year	60	FS & Basic Design Report
CER のクレジット期間	Year	21(7×3)	NEO

注：2010年8月現在

出典：調査団作成

下表に示す通り、IRRはCDMを実施する場合、またはCDMを実施しない場合は9.4%となっている。CERの収入を見込んだ場合でもIRRが増加しないのは、京都議定書の第一約束期間が終了した現時点において、CER価格が下落していることに起因すると思われる。いずれの結果においても、本件における経済分析のベンチマーク（17.0%）を上回ることにはできていない。本プロジェクトは、IPP事業であり、事業者の100%出資事業であるため、建設開始前に経済状況の変化等を鑑みてコスト等の見直しを行うが、基本的には上述3.9項に示すキャッシュフローに基づき、事業を実施する予定である。

表 3-17. 経済分析の結果

	CER からの収入無	CER からの収入有	ベンチマーク
2010年9月時の FIRR	8.7%	9.4%	17.0%

出典：調査団作成

なお、ベンチマークとして採用しているミャンマー民間銀行貸出金利は、本プロジェクトの投資判断を行ったFS報告書作成時点である2010年の値を適用している。2011年以降、ミャンマーの経済封鎖解除等の影響を受け、ミャンマー国内の経済状況が大きく変化する中、金利は12～13%程度まで下がっているが、プロジェクトのIRRはベンチマークよりも下回る結果となっている。

<sup>11</sup> <http://data.worldbank.org/indicator/FR.INR.LEND>

### 3.11 追加性の証明

本プロジェクトは小規模CDMプロジェクトであるため、追加性を証明するためには、プロジェクト実施について、以下の選択肢より、一つ以上の「障壁」について説明する必要がある。

1) 投資障壁：実施プロジェクトと比較して、財政的に現実性が高い代替シナリオにより、その排出量の増大を招くであろうこと。

2) 技術障壁：先進性の低い技術による代替シナリオにより、実施プロジェクトで採用する新技術のリスク（適用結果の不確実性や市場普及率の低さに起因する）を低減するものの、その排出量の増大を招くであろうこと。

3) 一般的慣行障壁：一般的な慣行、又は、既存の規制的・政策的要件により、排出量が大きい技術の実施を招くであろうこと。

4) その他の障壁：プロジェクト参加者が特定するその他の障壁（制度的な障壁、情報不足、管理資源不足、組織の能力不足、資金不足、または新技術習得能力の欠如など）によって、プロジェクトがなかった場合には排出量が增大するであろうこと。

本プロジェクトでは、小規模CDMに係る追加性の論証のうち、「投資障壁」を立証することとし、投資データを確認し、正確なプロジェクトIRRを算定する。まず、本プロジェクトが実施されない場合の代替シナリオとして、下記が考えられる。

代替シナリオ：ミャンマーナショナルグリッド(以下、MNPG)よりの電力供給（現在慣行の継続）

代替シナリオであるMNPGグリッドからの電力供給は、NEOによる追加投資が要求されていない。そのため、投資障壁が存在しない。

投資の障壁を実証するため、本調査ではベンチマーク分析を採用する。税引前のエクイティIRRは、60年間プロジェクト寿命に亘り、計算する。なお、分析の基準となるベンチマークは、2010年のミャンマー民間銀行貸出金利(17.0%)を採用し、IRRと比較する。CER収入が無い場合のIRRは8.7%となり、IRRはベンチマークより低い。そのため、通常の投資プロジェクトとしては魅力的ではなく、CDMを実施しない場合においては、CO<sub>2</sub>排出量の高いシナリオ1にて証明される。

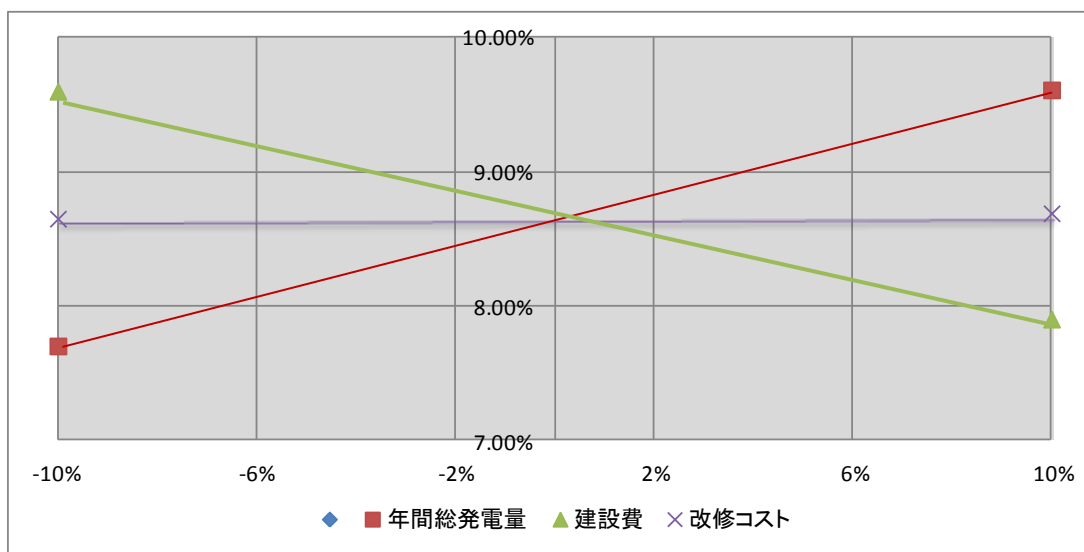
投資分析の有効性確認のための感度分析をケース1～3に関して実施する。ケース1は投資コストが10%減または10%増した場合、ケース2は電力販売による収入が10%減または10%増した場合、ケース3は建設コストが10%減または10%増した場合として設定した。下表に示すように、いずれのケースにおい

でも、ベンチマークの17.0%を上回る結果とならず、投資対象としては魅力的ではないという結果となった。

表 3-18. 感度分析の結果

ケース		10%減	10%増
ケース 1	電力販売による収入	7.7%	9.6%
ケース 2	建設コスト	9.6%	7.9%
ケース 3	改修コスト	8.7%	8.6%

出典：調査団作成



出典：調査団作成

図 3-6. 感度分析の結果

感度分析の結果、どのケースもIRRはベンチマークより下回るため、本プロジェクトは投資対象として魅力的ではなく、追加性があると判断される。

### 3.12 事業化の見込み

本プロジェクトの事業主体であるNEOは、早期の事業化に向けて検討を進めている。現時点では2015年12月の事業開始を予定しており、CDM登録手続きを進める意向である。対象プロジェクトの事業化及び有効化審査の実施スケジュール等を下表にまとめる。

表 3-19: 事業化及び今後のスケジュール

事業化の見込み	2013年10月にPDDを一般財団法人日本品質保証機構(JQA)に提出済み。その後、JQAによるデスクレビュー(2013年11月実施)及びサイトレビュー(2013年11月24日~11月29日実施済み)を受け、現在PDDの修正及び根拠資料の提出の準備を行っている。今後、PDDの最終化を行い、2014年6月頃のCDM事業登録申請を目指している。
---------	---

PC <sup>1</sup> 提出時期	2012 年 10 月に提出済み
PCN <sup>2</sup> 提出時期	2014 年 1 月提出予定
関係機関との協議の状況	NEO とは事業計画の進捗及び PDD に係る必要事項の情報提供に関して、適宜協議を行っている。現時点では事業及び CDM 登録に係るスケジュールに大きな変更はなく、予定通りの進捗を見込んでいる。
指定運営組織	一般財団法人日本品質保証機構
有効化審査時期	2013 年 11 月 デスクレビュー実施済み 2013 年 11 月 24 日～29 日サイトレビュー実施済み 2014 年 2 月 25 日 Draft Validation Report 受領

注 1 : PC は Prior Consideration のこと。

注 2 : PCN は Project Concept Note のこと。

出典 : 調査団作成

## 第 4 章 持続可能な開発への貢献

ミャンマー国では今後、設備容量44,568MW、年間発電量236,780GWhの水力発電所（下表参照）を新規投入する計画がある。水力発電の建設に伴い、無電化地域への電力供給が可能となることで、地域の経済及び雇用の創出にも貢献でき、開発が進んでいない地域への持続的な開発へ貢献することができる。

また、当該プロジェクトがCDM登録されれば、その排出係数は今後建設される水力発電所のCDM化にも使用することが可能となる。排出係数が公式に整備されれば、今後建設が予定されている水力発電所のCDM事業化に大きく貢献することができ、ミャンマー国内のCDM制度普及にも寄与することができる。

表 4-1. 建設予定の水力発電所

#	プロジェクト名	導入電力量 [MW]	年間発電量 [GWh]
1	Myltsone	6,000	30,860
2	Chiwi	3,400	17,770
3	Wutsok	1,800	10,140
4	Kaunglanhpu	2,700	14,730
5	Renam	1,200	6,650
6	Hplzaw	2,000	11,080
7	Laza	1,900	10,440
8	Chipwinge	99	599
9	Dapein (2)	168	775
10	Ngawchankha	1,055	5,796
11	Gaw Lan	100	552
12	Wu Zhongze	60	327
13	Hkan Kawn	140	769
14	Tongxingqlao	320	1,746
15	Lawngdin	435	2,401
16	Upper Thanlwin (Kunlong)	1,400	7,338
17	Naopha / Mantong	1,200	6,214
18	Naopha	1,000	5,290
19	Mantong	200	924
20	Upper Thanlwin (Mongton)	7,110	35,446
21	Hutgyi	1,360	7,325
22	Tamanthi	1,200	6,685
23	Shwezaye	660	2,908
24	Saingdin	76.5	236
25	Lemro	600	3,576
26	Lemro (2)	90	273
27	Ywathit	4,000	21,789
28	Nam Tarnhpak	180	920
29	Nam Pawn	585	3,015
30	Htu Kyan	105	551
31	Hseng Na	45	234
32	Tha Hkwa	150	776
33	Palaung	105	536
34	Bawlake	180	918

#	プロジェクト名	導入電力量 [MW]	年間発電量 [GWh]
35	TanInthayl	600	3,476
36	Shweli (2)	520	2,814
37	Namlwe	452	3,265
38	Keng Tong	96	536
39	Wan Ta Pin	25	138
40	So Lue	165	742
41	Mong Wa	50	274
42	Keng Yang	28	155
43	He Kou	88	438
44	Nam Kha	200	937
45	Mawtalk	520	3,310
46	Nam Tampak	200	1,106
	合計	44,568	236,780

出典：Myanmar Energy Sector Initial Assessment (Asian Development Bank), 2012年10月

## 第 5 章 有効化審査の実施

### 5.1 有効化審査の進捗

本調査では2013年11月より、プロジェクト設計書（PDD）をパブリックコメントに公開し、有効化審査を開始している。これまで11月初旬よりデスクレビューを開始し、その後、2013年11月24日～11月29日にサイトレビューを実施している。現在、同審査は実施中であるため、下表にこれまでの経緯等を整理する。

表 5-1. 有効化審査におけるサイトレビュースケジュール

日時	協議概要	協議先
2013 年 11 月 25 日	プロジェクト基本情報の確認	NEO
2013 年 11 月 26 日	DNA 組織による CDM プロジェクト審査状況の確認	環境保全林業省
2013 年 11 月 26 日	ミャンマー国内の電力状況の確認	電力省
2013 年 11 月 27 日	利害関係者への過去の協議内容の確認	NEO 現場サイトオフィス、利害関係者
2013 年 11 月 29 日	現地調査結果の総括	—

出典：調査団株式会社作成



JQA 及びプロジェクト関係者との打合せ風景



JQA によるステークホルダーへのヒアリング風景



プロジェクト建設予定地



JQA によるステークホルダーへのヒアリング風景

## 5.2 有効化審査において確認された主な事項

11月24日～11月29日の期間で実施されたサイトレビューにおいて確認された事項を下表にまとめる。

表 5-2. 有効化審査において確認された事項及び対応方針

項目	指摘事項	対応方針
Metering の規格	モニタリング方法、及びモニタリング計測器に関するミャンマー国内の規格について JQA より質問があった。	電力省(MOEP)は国内の基準はなく、現行基準(1984年公布)では該当箇所の記載はない。但し、同法は見直し中であり、新しい法律に該当箇所が含まれる予定。そのため、本プロジェクトでは国際基準に準じた計測を実施することを PDD に記載する予定。
ステークホルダーミーティング議事録	JQA より過去に実施したステークホルダーミーティングの議事録確認が行われた。現地の NEO 事務所内にて保管されているため、現地語の議事録の確認を行った。	現地語の議事録に関して、有効化審査への利用を踏まえ、英語に翻訳し、サイトレビュー後に JQA に提出した。
自家発電装置	発電所施設内の自家発電装置の有無について、導入が予定されているのであれば、その分はプロジェクト排出として考慮しなければならないとの指摘が JQA よりあった。	PDD において、自家発電装置を設置しない旨記載する。
追加性の説明について	PDD において、追加性の説明に関して CDM クレジット収入の有無に関する記述がある。近年、CDM クレジットの価格は値下がりしている。そのため、い一般に、どのプロジェクトでも CDM のクレジットが追加的とは言えない状態である。以上より、本プロジェクトにおいても CDM のクレジットが追加的である記載は削除することが望ましいとの指摘が JQA よりあった。	左記の通り、PDD の記載内容を修正する。
排出係数について	現 PDD では排出係数を CDM 登録済みである Dapein Hydro Power Project で採用されている排出係数を適用することとしていた。現地において、Dapein Project の排出係数の根拠データを電力省に確認したが、確認がとれなかった為、JQA より本係数を適用することは困難である旨指摘を受けた。	電力省より2010年～2012年の3年間の発電量データを手入れし、日本工営株式会社において試算することとした。ミャンマー国内の発電所のデータは入手しているが、自家消費量のデータについて引き続き電力省にリクエストを出している。データが揃い次第、2010年～2012年のデータに基づいた排出係数の試算を行い、PDD を修正する。

出典：調査団作成



### 5.3 今後のスケジュール

今後の有効化審査のスケジュールを下表にまとめる。

表 5-3. 今後の有効化審査のスケジュール

予定	概要
2014 年 3 月	PCN 提出及びホスト国提出国のホスト国承認受領手続き開始予定
2014 年 6 月	Draft Validation Report で指摘された事項につき確認及び修正を行い、PDD を提出する。また、DOE は PDD 最終版を受領の上、UNFCCC へ CDM 登録に係る各種手続きを行う予定。

出典：調査団作成