

平成 21 年度 CDM/JI 実現可能性調査 報告書 概要版

調査名

「ベトナム・ラムドン省における小規模水力発電 CDM 事業調査」

団体名

北海道電力株式会社

調査実施体制

- ・ Dak Me Hydroelectric Joint Stock Company (HDM 社): 発電計画・事業計画に関する情報提供
- ・ IE (ベトナムエネルギー研究所, EVN 傘下機関): PDD 作成サポート
- ・ 現地 CDM コンサル: プレバリデーションの現地対応サポート
- ・ DNV (指定運営機関): プレバリデーションの実施

1. プロジェクトの概要

本プロジェクトは、ベトナム・ラムドン (Lam Dong) 省の Dak Me 川において 4MW の水力発電所を建設し、得られた電力をベトナム電力公社 (EVN) が所有するグリッドに接続して売電するものである。水力発電所から得られる電力は、温室効果ガスの発生を伴わないクリーンなエネルギーであることから、グリッドの化石燃料代替による温室効果ガス削減効果が得られる。本プロジェクトの実施により、約 11,000tCO₂/年の温室効果ガス削減効果が見込まれる。本プロジェクトは、Dak Me Hydroelectric Joint Stock Company (HDM 社) により進められており、2009 年 4 月 1 日より工事を開始している。



適用方法論

AMS-I.D. Version 14

2. 調査の内容

(1) 調査課題

○発電計画の妥当性検証:

本プロジェクトの計画は、温室効果ガス削減量を評価するために重要な要素である。そのため、発電電力量をはじめとした計画の妥当性を検証する必要がある。

○追加性の立証に必要なデータ収集:

ベトナムにおいては、多くの水力発電所が建設・運転されていることから、追加性の立証は投資分析によって行うこととなる。投資分析は、第 41 回 CDM 理事会添付資料 45「Guidance on the Assessment of Investment Analysis (version 2)」に基づく IRR の評価およびベンチマークの設定が求められる。例えば、同ガイドラインにおいては、「他の事業者が当該プ

プロジェクトを実施可能な場合に、ベンチマークは公なデータで DOE が明確に審査可能なものであること」が求められる。また、IRR の評価において、各種パラメータの設定根拠が適切であることが求められる。そのため、同ガイドラインを満たすデータの収集が必要である。

○排出係数の算出に必要なデータの収集：

ベトナムでは、EVN が電力グリッドを管理しているが、公なデータに限られている。その中で、排出係数の算出に必要なデータを収集する必要がある。

○モニタリング計画の作成：

本プロジェクトにおける電力量計の計測手順や管理方法などを調査し、モニタリング計画を作成する必要がある。

○NO_x, SO_x 等のデータ収集（コベネフィット評価のため）：

コベネフィット評価を行うため、電力グリッドに接続されている火力発電所の NO_x, SO_x 等の排出データを収集する必要がある。

○プレバリデーションの対応

プレバリデーションに伴い、PDD のほか、審査に必要な書類を作成・収集する必要がある。

(2) 調査内容

○調査課題に対する対応

調査課題	調査結果
発電計画の妥当性検証	当該発電計画時の流入データおよび地形図等を入手し、以下の項目について妥当性を検証した。 ①発電電力量、②ダムの安定、③導水路通水容量、④水圧管路の圧力、等
追加性の立証に必要なデータ収集	第 41 回 CDM 理事会添付資料 45「Guidance on the Assessment of Investment Analysis (version 2)」に基づく、ベンチマークの設定および IRR の計算を行った。詳細は、次項（3-(10)・(11))を参照。
排出係数の算出に必要なデータの収集	ベトナム政府（DNA）は、政府承認の排出係数を公開するため、国内 2 機関（うち 1 機関は IE）に排出係数の算出を依頼している。また、ベトナム政府は、一時的な措置として、既存のベトナム水力 CDM 案件（件名：Song Bung 4 Hydropower Project）で算出された排出係数を公式に認めている。 本調査により、IE および Song Bung 4 Hydropower Project で算出された排出係数を既已取得しているが、IE 算出の排出係数は、以下の観点からベトナム政府承認を得られない可能性がある。 ①政府承認されるまでに時間を要する。 ②IE 算出の排出係数が採用されない可能性がある。 したがって、現時点では、公式に承認されている Song Bung 4 Hydropower Project で用いられている排出係数を採用することとし、PDD に反映した。
モニタリング計画の作成	ベトナムにおいては、PPA（電力買取契約）締結時に電力会社からプロジェクト毎に電力量計の管理方法が示される。また、PPA は運開前に締結することから、現時点では具体的なモニタリング計画を作成するのは困難である。本プロジェクトにおいては、EVN 及び MOIT（商工業省）が定めるガイドラインを参考に、一般的な事項を整理してモニタリング計画を策定し、PDD に反映した。

SOx, NOx 等のデータ 収集	EVN へヒアリングを実施した結果、ベトナムの火力発電所においては、SOx, NOx 等の排出量に規制 (TCVN7440:2005) はあるものの、報告義務がなく、計測が行われていないことが分かった。そのため、コベネフィット定量評価マニュアルに基づく評価は困難である。
プレバリデーション の対応	PDD のほか、審査に必要な書類を作成・収集し、DNV (Det Norske Veritas) にプレバリデーションを依頼した。審査作業は、以下の通りである。 <ul style="list-style-type: none"> ・パブリックコメントの収集 (2009 年 10 月 22 日～11 月 20 日) ・ディスクレビュー ・現地審査 (2009 年 12 月 1 日～2 日) 上記審査の結果、いくつかの指摘事項があり、その内容を PDD に反映させた。詳細は、第 4 項参照。

○その他調査事項

調査内容	調査結果
工事の進捗状況確認	【2010 年 1 月 27 日現在】 <ul style="list-style-type: none"> ・発電所：整地済み。 ・水槽・水圧管路：水槽地点の掘削工事。 ・アクセス道路：ダム・取水口と導水路を結ぶルートの掘削中。 ・ダム：基礎掘削工事。 ・導水路：アクセスルートの確保が完了。
環境影響評価	ベトナムの法令に基づくと、当該プロジェクトは EIA 報告書の作成は求められていないが、環境保護確約書 (Environmental Protection Commitment) が必要となる。当該プロジェクトにおいては、2007 年 7 月に作成し、地元政府の認証を得ている。同確約書の内容を確認し、PDD に反映した。
利害関係者のコメント収集	HDM 社は、2008 年 8 月 2 日に地元関係者を集めて、ステークホルダーミーティングを開催している。当時の証拠書類の内容を確認し、PDD に反映した。

3. CDM プロジェクト実施に向けた調査結果

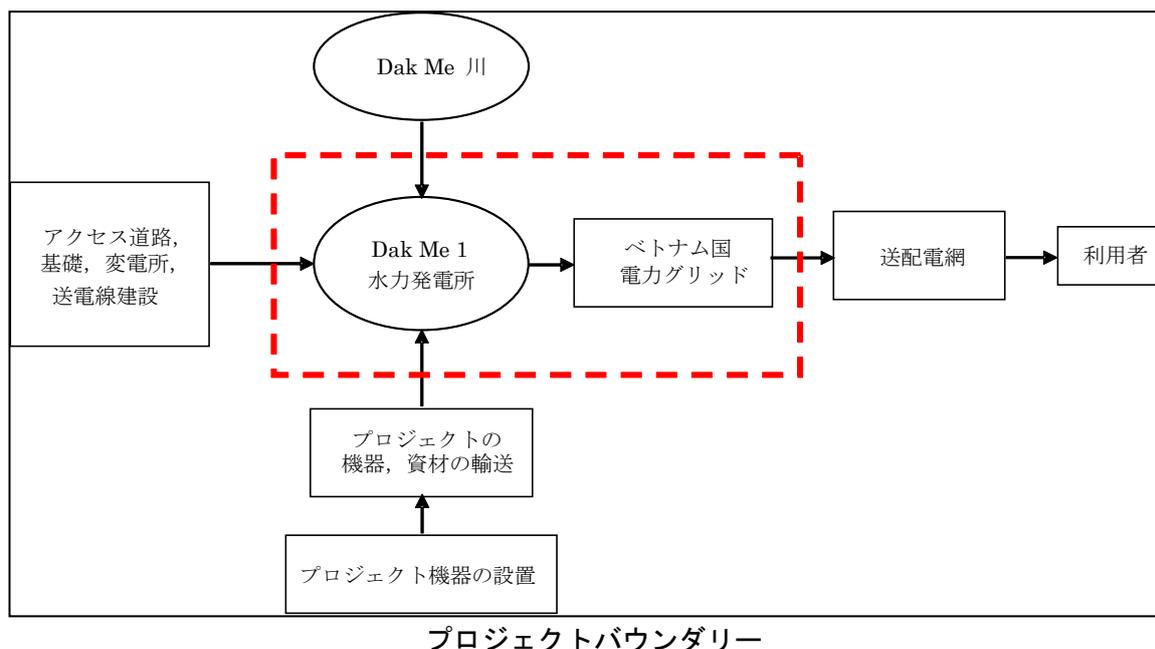
(1) ベースラインシナリオ及びプロジェクトバウンダリーの設定

○適用方法論

本プロジェクトは、発電出力4MWの小規模水力発電プロジェクトで、ベトナムの電力グリッドに売電することから、承認済み小規模方法論「AMS-I.D - Grid connection renewable electricity generation (version.14)」を適用する。

○ベースラインシナリオおよびプロジェクトバウンダリーの設定

ベースラインシナリオは、当該プロジェクトが発電する電力量分をベトナムの電力グリッドから供給することである。また、プロジェクトバウンダリー内は、当該発電設備とベトナムの電力グリッドである。



○ベースライン排出量の算定方法

ベースライン排出量は、「電力グリッドに供給した電力量 (MWh)」×「グリッド排出係数 (tCO₂/MWh)」で算出する。また、グリッド排出係数は、「Tool to calculate the emission factor for an electricity grid (version1.1)」に基づき、OM (オペレーティング・マージン) とBM (ビルドマージン) から求めるCM (コンバインド・マージン) を用いる。OMは、Simple OMを用い、BMと共にex-ante (事前) で算出する。各係数の算出に用いた基データは、EVNが提供したものである。以下に算出結果を示す。

OM	BM	CM
0.64293tCO ₂ /MWh	0.49279tCO ₂ /MWh	0.56786tCO ₂ /MWh

(2) プロジェクト排出量

プロジェクト排出量は、AMS-I.D に基づきゼロである。また、リーケージについても、当該プロジェクトで用いる発電機器は、他プロジェクトからの転用ではないことからゼロである。

(3) モニタリング計画

本プロジェクトのモニタリング項目は、電力グリッドへ供給する電力量である。電力量は、電力グリッドとの接続点である変電所内に設置される電力量計で計測する。また、バックアップ用の電力量計を別途設置する。計測値のクロスチェックは、EVN への売電の領収書を用いて行う。電力量は、連続的に計測し、毎月、紙媒体および電子データで記録を保管する。全ての記録は、第一クレジット期間終了後最低2年間は保管する。

(4) 温室効果ガス削減量（又は吸収量）

（単位：tCO₂）

年	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	第一クレジット 期間合計
プロジェクト排出量	0	0	0	0	0	0	0	0
ベースライン排出量 ※電力グリッドの 化石燃料代替	10,676	10,676	10,676	10,676	10,676	10,676	10,676	74,732
リーケージ	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	10,676	10,676	10,676	10,676	10,676	10,676	10,676	74,732

(5) プロジェクト期間・クレジット獲得期間

○プロジェクト期間およびクレジット獲得期間

ベトナムでは、MOIT のガイドラインにおいて、30MW 以下の水力発電所のプロジェクト期間は、20～40 年間で評価することが定められている。当該プロジェクトは、同ガイドラインの中間年にあたる 30 年をプロジェクト期間として採用した。また、クレジット獲得期間は、7 年間×3 回（2 回更新）の 21 年間である。

○プロジェクト開始日

プロジェクト開始日は、発電所やダムなど主要構造物の建設工事の契約日である 2009 年 4 月 1 日である。プロジェクト開始日が 2008 年 8 月 2 日以降であることから、「Guideline on the Demonstration and Assessment of Prior Consideration of the CDM」に基づき、所定の様式を用いて CDM 理事会（2009 年 9 月 24 日）およびベトナム政府（2009 年 9 月 26 日）に通知を行った。CDM 理事会の通知については、同理事会ホームページに掲載されている。また、Prior CDM の証拠書類として以下の 2 点についても確認した。

- ①建設開始前にプロジェクト投資者が CDM を考慮していることを示す取締役会資料
- ②建設開始前に CDM コンサルタントと CDM 手続きを進めることを示す覚書

(6) 環境影響・その他の間接影響

ベトナムのガイドラインでは、1,000,000 m³ 以上の貯水容量を持つ水力発電所について EIA が求められている。本プロジェクトの貯水容量は 127,000 m³ で、上記の数値を下回るため、EIA は求められていないものの、環境保護確約書（Environmental Protection Commitment）が必要となる。既に環境保護確約書を 2007 年 7 月に策定し、関係機関や地元住民の承認を得ている。

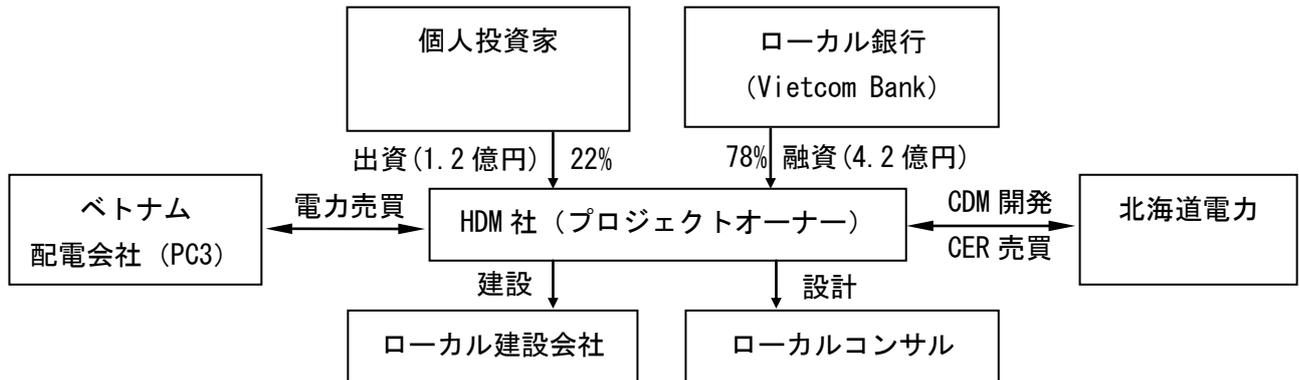
その他の間接影響について、マイナスの影響はない。

(7) 利害関係者のコメント

2008 年 8 月 2 日に Lam Dong 省 Dam Long 県 Dam Rong 村においてベトナムの CDM プロジェクト及び発電投資開発に関するガイドラインに基づき、ステークホルダーミーティングを行っている。ステークホルダーミーティングでは、Da Long 村人民委員会代表者、Da Long 村関連主要組織代表者、Da Long 村住民が参加し、プロジェクトオーナー（HDM 社）がプロジェクトの

概要を説明している。全ての参加者は、本プロジェクトが、少数民族地域の遠隔山間地における持続可能な社会経済開発に好影響を与えるとの見解を示し、本プロジェクトを支援する旨のコメントがあった。また、Lam Dong 省人民委員会から、2009年6月5日付で本プロジェクトをCDMプロジェクト活動として支援することを表明した書面を受領している。したがって、全ての関係する利害関係者から本プロジェクトをCDMプロジェクトとして支援する旨のコメントが得られている。

(8) プロジェクトの実施体制



(9) 資金計画

本プロジェクトにおいては、個人投資家による出資（約 1.2 億円）およびローカル銀行（Vietcom Bank）による融資（約 4.2 億円）が行われる計画である。プロジェクトオーナーは、2009年8月29日にローカル銀行と融資契約を締結済みである。

(10) 経済性分析

投資判断基準として次項に示すベンチマーク 13.125%を用いた場合に、CDM 無しで PIRR は 10.23%であるため、事業性が低い。一方で、CER 価格が 12EUR/tCO2 の場合には、PIRR が 13.40% まで上昇し、ベンチマークを超える。投資回収年では、CDM 無しで 9 年であるが、CDM 有りでは、第一クレジット期間と同じ 7 年となり、クレジットの更新リスクを考慮できる結果となり、一定の事業性があると評価できる。

経済分析の結果

項目	CDM 無し	CDM 有り
PIRR	10.23%	13.40%
投資回収年	9 年	7 年

※CDM 有り：CER 価格 12EUR/tCO2

(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ことから、「小規模CDMプロジェクト活動に関する簡素化手法及び手順の添付資料B付属書類A (Attachment A to Appendix B of the simplified modalities and procedures for small scale CDM project activities)」を用いて、追加性の証明を行う。同ガイドラインによると、プロジェクト参加者が小規模CDMにおい

て追加性を証明するためには、プロジェクト実施について、以下のうち少なくとも一つ以上の「バリア」の存在を証明する必要がある。

投資バリア	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
技術バリア	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
一般的慣行バリア	一般的な慣行、または、既存の規制的・政策的要件により、排出量が多い技術の実施を招くであろうこと
その他のバリア	プロジェクト参加者が特定するその他のバリア（制度的なバリア、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増大するであろうこと

本プロジェクトの主なバリアは、その他のバリアの財務バリアであり、ベンチマーク分析によって証明する。第 41 回 CDM 理事会添付資料 45 (Annex 45 of EB 41) の第 12 項によると、「プロジェクト参加者以外の主体によって開発され得るプロジェクトの場合、ベンチマークは公的に利用可能な情報源から得られたものであり、DOE による検証が可能であるものでなければならない」ことが要求されている。

本プロジェクトは、投資の決定に際してローカル民間銀行であるベトコム銀行の 2008 年 5 月 16 日付金利 13.2%を投資判断のベンチマークとして用い、本プロジェクトの実行を決定した。しかし、この時用いたベンチマークは、上記の要求を満たさない。

一方で、ベトナム民法の第 467 条には、「最大商用貸出利率は、ベトナム国家銀行が決定する基本金利の 150%を上限とする」との規定があり、上記の要求を満たす。当時のベトナム国家銀行が発行する基本金利は、2008 年 5 月 1 日付公布文書 the Decision No. 978/QD-NHNN によると、8.75%である。したがって、上記に記載のベトナム民法の上限値を考慮すると、最大商用貸出利率は、 $150\% \times 8.75\% = 13.125\%$ である。この数値 13.125%は、民間銀行の金利 13.2%と比較しても保守的な値であり、民間銀行の金利 13.2%との差が僅かであることから、プロジェクト事業者の投資決定に影響を及ぼさない。

また、2007 年 12 月の IMF のレポートによると、ベトナム財政市場における金利は、2007 年 5 月時点で 13.7%である一方、この当時の最大商用貸出利率は 12.375%である。これは、多くの商用銀行は、最大商用貸出利率以上の金利で融資を提供していたことを示すものであり、最大商用貸出利率は IRR 分析に関して保守的なベンチマークとみなすことができる。

したがって、13.125%が最も適切なベンチマークであると考え、これをベンチマーク分析に用いることとした。

本プロジェクトの IRR は、CDM による収入が無い場合 10.23%であり、ベンチマークの 13.125%よりも低い。したがって、CDM による収入が無い場合、本プロジェクトには財務バリアが存在する。

○感度分析

DNV 独自の要求事項として以下に示す主要パラメータ毎に、ベンチマークを超える IRR を得るために必要な値を感度分析し、その値になることは有り得ない理由を証明した。

- ・ 年間実質発電電力量
- ・ 投資コスト
- ・ 維持管理コスト
- ・ 売電単価

下表に感度分析の結果を示す。表には、ベンチマークである 13.125%に到達するために必要な各パラメータの変動状況を示している。

感度分析の結果

パラメータ		ベンチマーク 13.125%に到達するために必要なパラメータの変動値	各パラメータ基本値	パラメータの変動割合
①	実質発電電力量 (MWh)	22,976	18,800	22.21%
②	投資コスト (VND in billion)	79.202	96.800	-18.18%
③	維持管理コスト (%)	-1.39	1.00	-239.00%
④	売電単価 (VND)	846.92	693	22.21%

①年間発電電力量

年間発電電力量は、FS レポートに記載されているもので、過去 27 年間に渡る水文データに基づいて算出されたものであり、22.21%も上昇するという仮定は非現実的である。従って、IRR がベンチマーク 13.125%に到達することはない。

②投資コスト

本プロジェクトの主要な工事・作業の契約は、2009年4月から現在までに締結されている。締結済契約の総コストは、およそ 84 billion VND で、総投資コストの 87%に相当する。さらに、本プロジェクト地点から国家グリッドまでの送電線建設コストが、約 12 billion VND であり、先の 84 billion VND と合わせると合計で 96 billion VND となり、総コストの 99%を占める。したがって、投資コストが 18.18%減少するという仮定は非現実的であり、IRR がベンチマーク 13.125%に到達することはない。

③維持管理コスト

維持管理コストが-239%まで減少した場合、すなわち総投資コストの-0.75%が維持管理コストであると仮定した場合、IRR がベンチマーク 13.125%に到達する。しかし、維持管理コストがマイナスになることはないため、IRR がベンチマーク 13.125%に到達することはない。

④売電単価

売電単価が 22.21%上昇し、846.92 VND/kWh (5.13 US cent/kWh)と仮定した場合、IRR はベンチマークに到達する。本プロジェクトにおいて適用されている 693 VND/kWh (4.2 US

cent/kWh)という売電単価は、FS レポートに基づくもので、実際の価格は、本プロジェクトの営業運転開始時に締結される PPA によって決定される。

近年、他の独立発電事業者（IPP）と EVN 間で締結された PPA 及び MOU は、売電単価は 594-610VND/kWh (3.68-3.84 US cent/kWh)の範囲で決定されており、売電単価が 846.92 VND/kWh (5.13 US cent/kWh)に到達することはない。したがって、IRR がベンチマーク 13.125%に到達することはない。

以上の結果から、感度分析における入力パラメータを現実的な範囲に設定した場合、IRR はベンチマークよりも低いとみなすことが出来る。従って、本プロジェクトは、財務的に魅力がないと言える。これにより、本プロジェクト活動が、CDM による収入無しには実現が困難であることを証明することが出来た。

(12) 事業化の見込み

本プロジェクトは、プロジェクトオーナーによりローカル銀行との融資契約を締結し、建設が開始しており、事業化の見込みは高いと考えられる。

4. (プレ) バリデーション

(1) (プレ) バリデーションの概要

本プロジェクトのプレバリデーションを DNV に依頼した。主要な審査作業は以下の通りである。これらの作業を通じて、PDD および関連資料の審査が行われた。

- ・パブリックコメントの収集（2009年10月22日～11月20日に実施）
- ・ディスクリビュー
- ・現地審査（2009年12月1日～2日に実施）

(2) DOEとのやりとりの経過

プレバリデーションの結果、DNV からいくつかの指摘事項があったが、概ね良好な結果であった。指摘事項の対応状況と併せて次表に示す。

DNV からの指摘事項および修正・対応内容

No.	指摘項目	指摘内容	対応状況
1	政府承認	ベトナム政府および日本政府の承認を得る必要がある。	今後、両国政府承認手続きを進める。
2	追加性	売電単価や投資コスト等の主要項目を対象に感度分析（±10%）を行っているが、DNV 独自の要求事項として、主要項目毎にベンチマークを超える IRR を得るために必要な値を分析し、その値になることは有り得ない理由を説明する必要がある。 例)投資コストが-15%で本事業の IRR がベンチマークを超える場合には、投資コストが-15%になることはない理由を説明する	PDD に記載した。（3. (11)参照）
		CDM の活動表に、FS レポートの発行や主要機器の契約など、主要な活動の記載が不足しているため、追記が必要である。	PDD に追記した。
		追加性は、投資判断が行われた時期で立証する必要がある。	PDD を見直した。（3. (11)参照）
		以下のバリアを証明するための証拠書類を提示する必要がある。 ・河川環境の変化（特に乾期）に伴う発電量の不確実性 ・売電単価が定まっていないことによる不確実性 ・雨期の洪水による損失	これらのバリアは一般論であるが、明確な証拠書類の入手が極めて困難であるため、PDD から記載を削除した。
3	モニタリング計画	電力量計の計測は、毎正時で行われるとあるが、方法論では連続的に行うことが要求されているので、見直しが必要である。	PDD を見直した。
		運転に伴う訓練や管理の方法を記載する必要がある。	PDD に記載した。
		電力量計の仕様を記載する必要がある。	今後、詳細な仕様を入手する。
		計測および報告に関する手順・体制の計画を記載する必要がある。	今後、詳細な計画を作成する。
4	その他	発電所には、バックアップや起動時の電源として化石燃料（ディーゼル発電）が用いられないことを記載する必要がある。	PDD に記載した。
		本事業の開発により、農地転用があることを記載する必要がある。	PDD に記載した。
		利害関係者のコメント収集時の案内方法を明記する必要がある。	PDD に記載した。

5. コベネフィットに関する調査結果

(1) ホスト国における環境汚染対策等効果の評価

本プロジェクトは水力案件であり、コベネフィット定量評価マニュアルにおいて、グリッド火力発電の SOx, NOx, 煤塵の排出削減量を対象に評価方法が記載されている。しかしながら、EVN へのヒアリングの結果、ベトナムの火力発電所において SOx, NOx, 煤塵の排出規制 (TCVN7440:2005) はあるものの、報告義務がなく、計測が行われていないことが分かった。そのため、コベネフィット定量評価マニュアルに基づく評価は困難である。

6. 持続可能な開発への貢献に関する調査結果

- ・ 本事業を実施することによって、雇用の創出が生まれる。
- ・ アクセス道路の建設により、周辺農地へのアクセスが向上する。