

| 二国間クレジット制度(JCM)実現可能性調査 最終報告書(概要版) | |
|-----------------------------------|---------------------------------|
| 調査案件名 | ベトナムの製糖工場におけるバガス利用コージェネレーションの導入 |
| 調査実施団体 | 日本エヌ・ユー・エス株式会社 |
| ホスト国 | ベトナム社会主義共和国 |

1. 調査実施体制:

| 国 | 調査実施に関与した団体名 | 受託者との関係 | 実施内容 |
|------|--------------------------------|---------|-----------------------|
| 日本 | 日本エヌ・ユー・エス | 受託者 | 総括、MRV 方法論の作成、事業性評価 |
| 日本 | 東北電力 | 外注先 | 系統接続及び EVN との交渉に関する助言 |
| 日本 | タクマ | 外注先 | バガス利用ボイラに関する情報提供 |
| 日本 | シンコー | 外注先 | タービン情報の提供及び経験に基づく助言 |
| 日本 | 日本品質保証機構(JQA) | 外注先 | MRV 方法論のレビューと助言 |
| 日本 | 西芝電機 | 協力 | 発電機情報の提供 |
| ホスト国 | JGC Vietnam | 協力 | EPC 体制の確立、概算見積 |
| ホスト国 | Nghe An Sugar Company (NASU) 社 | 協力 | 製糖工場に関する情報提供、事業に関する協議 |
| ホスト国 | IMC 社 | 協力 | 資金調達に関する協議 |

2. プロジェクトの概要:

| 調査対象プロジェクトの概要 | | | |
|---------------|---|------------|-------|
| プロジェクトの概要 | 処理量8,400TCDの製糖工場を有するNASU社は、製糖プロセスから生じるバガスを燃料として用いる20MW~35MWのコージェネレーションの導入を計画している。蒸気はすべて工場内で消費し、電力のうち6MWは所内で消費、残りは系統への販売を考えている。廃棄物利用の発電システムとして、系統電力の代替によりCO ₂ 排出削減に貢献できる。 | | |
| 予定代表事業者 | 日揮株式会社 | | |
| プロジェクト実施主体 | Nghe An Sugar Company Inc. | | |
| 初期投資額 | 5,600,000 (千円) | 着工開始予定 | 2016年 |
| 年間維持管理費 | 11,000 (千円) | 工期(リードタイム) | 2年弱 |
| 投資意志 | 自己投資により実施予定 | 稼働開始予定 | 2018年 |
| 資金調達方法 | 本プロジェクトの資金調達は、TH Milk グループの投資専門子会社 IMC が行う。プロジェクトの資金計画は、資本金 30%、借入 70%というレバレッジ重視を重視した構成となっている。 | | |
| GHG 削減量 | プロジェクト削減量 144,751(t CO ₂)/年 | | |

3. 調査の内容及び結果

(1) プロジェクト実現に向けた調査

① プロジェクト計画

本プロジェクトは、ボイラ設備の更新に合わせて、工場から排出されるバガスを全量用いる高圧ボイラを導入し、工場への蒸気供給と発電を行うコジェネレーションシステムを導入するものである。発電規模は20MW～35MWと想定しており、6MW程度を工場内で利用、残りをEVNへ売電する計画である。既設のバガス発電設備の容量は10MWで、1997年より稼働している。工場の稼働期（11月～4月）は、6MW程度の工場内の電力需要をバガス発電設備と補助的にディーゼル発電機を使用して賄っている。電力系統からの既設受電電圧は10kVであり、工場負荷用ではなく、工場非稼働期の事務所や社員寮等の軽負荷電源として利用されている。蒸気供給用ボイラで燃焼しているバガス（サトウキビの搾りかす）は、全排出量の30%程度であり、残りの大部分のバガスは親会社であるTH Milk社所有の牧場に牛の寝床として有償提供している。

プロジェクトの実施体制を下図に示す。

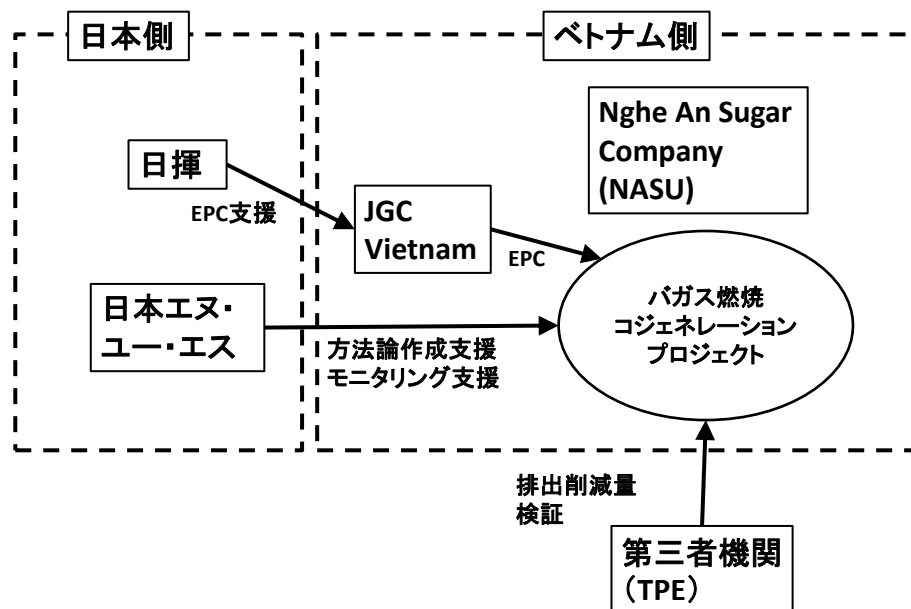


図1 プロジェクト実施体制

工事計画については、EPCコントラクターとなるJGC Vietnamが作成することになるが、工事期間は1年半程度と想定している。

プロジェクト実施主体であるNASU社の概要は以下の通り。

NASU社概要：

- 正式社名： Nghe An Sugar Limited Liability Company
- 本社住所： Nghia Xuan Commune, Quy Hop Dist., Nghe An Province, Vietnam
- 代表者： Mr. Tony Maple
- 株主： TH Milk社：80%、Nghe An省：20%
- 従業員数： 460人

- 資本金： USD 40,000,000
- 売上： VND 596,821,000,000 (2009年、約33億円)
- 当期純利益： VND 181,468,000,000 (2009年、約10億円)
- 圧搾量： 9,000 TCD
- 産糖量： 約10万トン/年
- 沿革：
 - 1996年 イギリスのTate & Lyle社とベトナム企業との共同出資により、設立
 - 1999年 操業開始 (6,000TCD)
 - 2006年 9,000TCDに拡大
 - 2013年 Tate & Lyle社からTH Milk社に株式譲渡
 - 2014年 正式社名を Nghe An Sugar Company に変更

又、同社の親会社はベトナムの大手食品会社である TH Milk 社である。当プログラムの実施可否は、TH Milk 社内の IMC (Investment Management Company) 社が担当する。IMC 社は、TH Milk グループの投資事業の資金管理を専門に担当する会社である。

事業収益性の評価として、①JCM の設備補助なしで実施する場合、②設備 (ボイラ、タービン、発電機) のみ JCM の補助対象となる場合、③設備及び建設費用まで補助対象となる場合、の 3 パターンについて検討した (表 1)。

表 1 事業収益性の検討結果

| | ① JCM の設備補助なし | ② 設備のみ JCM の補助対象 | ③ 設備及び建設費用が JCM の補助対象 |
|-------------------|---------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| 設備補助額 | 0 円 | 14 億 3,750 万円 (12,500,000 US ドル) | 26 億 8,525 万円 (23,350,000 US ドル) |
| プロジェクト IRR (10 年) | 3% | 9% | 16% |
| プロジェクト IRR (15 年) | 12% | 16% | 22% |
| 投資回収年数 | 7.9 年 | 6.0 年 | 5.3 年 |

投資の決定には親会社である TH Milk 社の承認が必要であるが、NASU 社が JCM を活用しないでプロジェクトを進めるという意思決定をした場合、経済性を向上させるため、ボイラ、タービン、発電機のいずれか、もしくは全設備をより低価格であるインドや中国などの海外製にする可能性が高くなる。

資金調達については、NASU 社グループ会社である IMC 社が担当している。IMC 社の投資事業に対する方針は、レバレッジを重視した構成であり、資本金 30%、借入 70%が基本となる。70%の借入については、国内外の銀行を含め、IFC (International Finance Corporation : 国際金融公社) 等様々なオプションを検討している。国内外の銀行については親会社である TH Milk 社の信用力によって、融資に支障は見られない。又既に議論を行っている IFC についても融資に対して前向きな姿勢である。よって本プロジェクトで想定する借入額 (32,690,000 US ドル) は問題なく調達できる見通しである。

本プロジェクトの実施において想定されるリスクは、設備や系統などの技術的なリスクと、系統接続及び売電契約に関する手続き上のリスクの 2つが大きなリスクであると考えられる。

技術的なリスクのうち設備に関するリスクは、現在検討している設備の基本仕様が、10MPag と高圧の仕様である点である。このクラスの設備は、季節変動の大きい東南アジアでの使用においては運転及び管理が非常に難しく、蒸気条件が非常に不安定になって大量のドレンがタービンに流入すると、重大な事故のリスクが高くなる。このリスクを回避するには、海外を含めた外部から経験

のある技術者の雇用、もしくは、多少効率を落としても圧力が低く運用リスクの低いタービンの使用、の対応が必要であると思われる。

技術的なリスクのうち系統に関するリスクとしては、発電設備をグリッド接続の際、落雷等の停電による電流の逆流によって工場の発電設備が故障し、生産設備が停止する可能性がある。対応策としては、逆流の防止設備の多重設置、既存発電設備を引き続き活用し、新設電源系統と完全に分離する、が想定される。最適な対応策について、今後検討していく。

②プロジェクト許認可取得

プロジェクトを実施する上で必要となる許認可手続きとしては、主には系統接続と売電契約があり、次の手順で実施されると考えられる。

(1) 系統情報の確認

本プロジェクトの場合、売電用として新たなアクセス設備の構築を計画しているため、プロジェクトの詳細検討をする前の計画構想が定まった時点で、EVN に対して想定される系統接続地点等の聞き取りをしておく必要がある。本プロジェクトの系統接続は 110kV 連系となる可能性が高い。この段階で、接続先候補の送電線の電圧階級や位置が確認できれば、アクセス設備として必要な機器（変圧器や開閉器等）が想定でき、変電所候補地の選定も進めることができる。また、回線数が分かれば、予備回線を考慮した検討により、接続する送電線停止時の売電リスク検討が可能となる。

(2) 事前相談

電気事業者に対して最終的に系統接続の可否に関する回答を求める場合、電気事業者に詳細な技術的検討を依頼する必要がある。接続検討依頼の前段階として、電気事業者に容量面から評価した連系制限の有無、アクセス送電線敷設における発電設備設置場所から希望接続点までの直線距離、アクセス送電線敷設の負担者について確認しておく必要がある。

(3) 接続検討依頼

EVN から売電に伴う系統接続の可否や条件を最終的に提示してもらうためには、EVN による詳細な技術検討が必要となる。この検討は

(4) 基本合意

FIT により買い取り価格交渉は基本的には不要だが、アクセス設備工事の交渉を売電契約の基本合意をする方向で調整していく。

(5) 契約

契約:固定価格買い取り制度（FIT）の契約手続き状況は、基本仕様が確定しある程度詳細な経済性評価を実施した後に判断される。

なお、本プロジェクトは発電プロジェクトではあるが、NASU 社工場の敷地内で実施されるため、環境影響評価の実施は規制上の手続きとしては含まれていない。

③日本技術の優位性

ベトナムにおける約 40 の製糖工場は、外資との合弁企業と国営企業に分けられるが、各製糖工場が導入しているボイラ設備は、外資との合弁企業と大規模な国営企業 1 社を除くと、すべて中国製となっている。合弁企業及び大規模国営企業が導入しているボイラは、オーストラリア製、インド製、南アフリカ共和国製のボイラであり、NASU 社も ABB Australia 製のボイラを導入している。

今回のプロジェクトでは、創業当時から稼働している 10MW の BTG (Boiler-Turbine-Generator) システム全てを新しい日本製設備に置き換えることを考えている。タービンは株式会社タクマの製品、タービンと発電機については、NASU 社の希望により、それぞれ株式会社シンコーと西芝電機株式会社の製品の導入を計画している。

ボイラについて、今回タクマが提案する高温高压ボイラ（圧力：105bar、温度：520℃）の競合製品は、中国製の高温高压ボイラ（圧力：125bar、温度：545℃）、インド製バガス利用コジェネレーション用ボイラ（圧力：67bar～110bar、温度：470℃～500℃程度）がある。同工場は、補助金がなければインド製が有力候補と考えている。

タービン及び発電機についてはシンコーと西芝電機の製品の導入を希望している。その理由は、工場が創業して以来、シュレッタータービンを含め、一度も故障したことがないという実績に基づく信頼感からということである。特に技術部長である Ravindra 氏（インド人）は、「製糖工場はわずか5ヶ月の間に集中的に稼働し、収益を上げなければならない。製糖期間中の故障は命取りになりかねず、設備の信頼性は最も重要な要素である。」と述べており、日本製品に対する絶対的な信頼感を持っている。一方で、インド製品や中国製品などの競合製品に対する日本製品の最大の課題は、価格の高さである。一般的に言われている価格は、インド製は1MWあたり1,000,000 USD というものであり、日本製の安くとも1.5倍から2倍程度はすると思われる。コジェネレーションシステムで用いられるタービン及び発電機については、ボイラ仕様が決定されれば、それに合わせた形で形式や仕様が決定するため、独自の数値基準を用いることは難しい設備である。

④ MRV 体制

本プロジェクトのMRV実施体制は、現時点では表2の体制となる事を想定している。プロジェクトオーナーであるNASU社が、システム運転データの測定及び記録を行い、日本エヌ・ユー・エス（JANUS）が、電力系統原単位の確認及び記録と、モニタリングレポートの作成及び提出を担当する。一定期間のモニタリングを実施した後、JANUS から提出されたモニタリングレポートに基づき、TPE（第三者機関）が排出削減量の検証を実施する。

表2 MRV 実施体制

| | 内容 | 実施者 |
|------------------|--------------------------------|------------|
| 測定（Monitoring） | コジェネレーションシステムの運転データのモニタリング及び記録 | NASU 社 |
| | 電力系統原単位の確認及び記録 | JANUS |
| 報告（Reporting） | モニタリング報告書の作成 | JANUS |
| | モニタリング報告書の提出 | JANUS |
| 検証（Verification） | 排出削減量の検証 | TPE（第三者機関） |

本プロジェクトにおいて、提案しているMRV方法論（案）に基づき、モニタリング対象となるパラメータは、導入したバガス利用コジェネレーションシステムによる年間の外部系統への電力供給量（ EG_y ）、バガス燃焼ボイラ起動時に使用する化石燃料（点火剤）の消費量（ $FC_{i,y}$ ）、プロジェクトが電力を供給する電力系統のCO₂排出係数（ EF_{grid} ）の3つである。

これら3つのパラメータをモニタリングするための体制について考える。JCMプロジェクトとして実施するまでに、モニタリング体制を確立することになるが、現在の暫定的な体制を図2に示す。



図2 モニタリング体制 (案)

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

本プロジェクトは、製糖プロセスにて発生する廃棄物であるバガスを燃料として有効活用するものであり、サトウキビの成分を踏まえると、窒素酸化物や硫黄酸化物等の大気汚染物質は減少する。また、不完全燃焼時には一酸化炭素や浮遊粒子状物質の発生の可能性はあるが、既存の設備では、環境対策が施されたバガス専焼ボイラで燃焼させており、その発生も想定されない。

また事業実施による間接的な環境影響については、従来、製糖工場での余剰バガスはNASU社の親会社であるTH Milk社が飼育する乳牛の牛舎内の寝床用に使用され、使用後はコンポスト化されている。しかし、当プロジェクトの実施によりTH Milk社の牛舎内で使用されていたバガスが、コージェネレーション設備用に供されると、バガスの代替品として木質ウッドチップが利用される可能性が高い。ウッドチップは、多様な生産国、多様な種類があるが、森林保護や生物多様性保全の妨げとなる方法で生産されていたりする可能性があり、間接的にはあるが環境に悪影響を及ぼす懸念が生じる。本事業実施の際には、TH Milk社によるウッドチップの選定について注視する必要がある。

⑥今後の予定及び課題

2013年の夏にNASU社側からの連絡により始まったプロジェクトは、途中社長と工場長の相次ぐ退任により、プロジェクト自体が停滞した。その後、2014年12月に新任の社長と工場長が決定、同月に本プロジェクトの今後の予定について、下記の内容について合意を得た。

- 2015年度のJCM PS調査に応募するための準備を開始する。
- 当初の予定どおり、2015年度中にエンジニアリングを完了し、2016年度中の着工を目指す。
- 資金調達については、NASU社及びTH Milkグループで実施し、外部の投資家は入れないものとする。

資金調達については、12月にNASU/IMC社と共に世銀グループのIFCとも面談し、IFCも本プロジェクトへの資金提供について高い興味を示し、今後も情報共有していくことで合意している。

今後のスケジュールは、まずは 2015 年度の JCM PS への応募を目指し、プロジェクトの Pre-Engineering を開始するべく、NASU 社、JGC Vietnam、JANUS の 3 社で 2015 年 1 月末までに作業内容や担当を明確にし、2015 年 2 月には作業を開始、4 月中の完了を目指す。この作業と平行して、EVN への系統接続に関する協議も開始するべく、EVN の子会社で電気事業に対するコンサルティング企業である PECCI とも協議を始めている。

課題としては、来年度の JCM PS 調査の公募開始までの期間が短いと思われることである。JCM PS への応募のためには、Pre-Engineering により得られる情報は必須と考えており、できる限り早く調査が終わるべく、関係者の円滑なやり取りに貢献していけるよう努力する。

(2) JCM 方法論作成に関する調査

① 適格性要件

本調査では、ベトナムの製糖工場におけるバガス利用コージェネレーションシステムの導入プロジェクトに対する MRV 方法論案の作成を実施している。本調査の対象となる NASU 社の製糖工場でのプロジェクトでは、コージェネレーションシステムを構成する主要機器であるバガス燃焼ボイラ、蒸気タービン、発電機について日本企業の製品を導入する予定である。その中でもボイラは、コージェネレーションシステムの中で最も重要な設備であることから、その性能に関連するパラメータを適格性要件として取り込むよう務めた。適格性要件案を作るにあたり、下記の文献を参考としている。

- 承認済み方法論 ACM0006 “Consolidated methodology electricity and heat generation from biomass“ Ver. 12.1.0
- 平成 24 年度二国間オフセット・クレジット制度の MRV 実証調査「製糖工場における廃熱利用を含むバガス利用発電」
- 平成 24 年度二国間オフセット・クレジット制度の MRV 実証調査「製糖工場におけるバガス利用コージェネレーション」

これらの参考文献と対象プロジェクトの特性、及び導入する予定のボイラの性能を考慮して、下記に示す 5 つの適格性要件案を作成した（表 3）。

表 3 MRV 方法論適格性要件（案）

| | |
|------|---|
| 要件 1 | プロジェクトで燃料として使用するバガスは、プロジェクトサイトとなる製糖工場からの廃棄物でなければならない。一般廃棄物やその他の廃棄物は含んではいけない。点火剤として使用する化石燃料は、熱量ベースで消費するバガスの 5% を超えてはいけない。 |
| 要件 2 | 本方法論は、コージェネレーションシステムの新規導入、既存のコージェネレーションシステムの設備拡張、及び既存のコージェネレーションシステムのリプレースのいずれかに適用されるものとする。なお、既存のコージェネレーション設備を有する製糖工場においては、発電の設備容量の拡張がなければならない。 |
| 要件 3 | プロジェクトで燃料として使用するバガスは、発酵によるメタン発生を防止するため、嫌気性環境下での保管の防止策をとり、かつ 1 年以上保管してはいけない。 |
| 要件 4 | プロジェクトは、発電する電力と発生する熱を製糖工場に送るだけでなく、電力についてはグリッドに送らなくてはならない。 |
| 要件 5 | プロジェクトにより導入されるボイラの仕様については、圧力 10 MPa 以上、蒸気温度 520℃以上とする。 |

② リファレンス排出量の設定と算定、およびプロジェクト排出量の算定

ベトナムにおけるバガス利用コージェネレーション導入プロジェクトにおいて、想定される化石燃料の利用は、バガス燃焼ボイラの起動時に着火を助けるために利用する点火剤である。この点火剤利用に伴う温室効果ガスの排出量は、下記のように計算される。

$$PE_y = \sum_i FC_{i,y} * EF_{Fuel,i,y}$$

ここで、

- $FC_{i,y}$ = The quantity of fuel type i combusted as a firework fuel in year y
(mass or volume unit/year)
 $EF_{Fuel,i,y}$ = CO₂ emission coefficient of fuel type i in year y (tCO₂/mass or volume unit)
 i = Fuel types combusted as a firework fuel in year y

点火剤として使用する化石燃料の CO₂ 排出係数である $EF_{Fuel,i,y}$ は、次の式で表される。

$$EF_{Fuel,i,y} = NCV_{i,y} * EF_{CO_2,i,y}$$

ここで、

- $NCV_{i,y}$ = The weighted average net calorific value of the fuel type i in year y
(GJ/mass or volume unit)
 $EF_{CO_2,i,y}$ = The weighted average CO₂ emission factor of fuel type i in year y
(tCO₂/GJ)
 i = Fuel types combusted as a firework fuel in year y

本プロジェクトでは、使用する点火剤を重油とし、年間使用量を 3 t と仮定する。重油の真発熱量 ($NCV_{i,y}$) 及び CO₂ 排出係数 ($EF_{CO_2,i,y}$) については、共に IPCC が提供するガイドライン”The 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories”の値を参照する。同ガイドラインによれば、重油の真発熱量は 41.7 TJ/Gg (Residual fuel oil, upper value)、重油の CO₂ 排出係数は 78,800 kg-CO₂/TJ (Residual fuel oil, upper value) となっている。ゆえに、点火剤である重油の CO₂ 排出係数は、下記のように計算される。

$$\begin{aligned} EF_{Fuel,i,y} &= NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y} \\ &= 41.7 \text{ (TJ/Gg)} \times 78,800 \text{ (kg-CO}_2\text{/TJ)} \\ &= 41.7 \text{ (TJ/1,000,000kg)} \times 78,800 \text{ (kg-CO}_2\text{/TJ)} \\ &= 3.28596 \text{ (kg-CO}_2\text{/kg)} \end{aligned}$$

点火剤の使用量は年間 3 t ($FC_{i,y}$) であることから、その使用による CO₂ 排出量は、下記のように計算される。

$$\begin{aligned} PE_y &= FC_{i,y} \times EF_{Fuel,i,y} \\ &= 3,000 \text{ (kg)} \times 3.28596 \text{ (kg-CO}_2\text{/kg)} \\ &= 9857.88 \text{ (kg-CO}_2\text{)} \end{aligned}$$

ゆえに、プロジェクトによる年間排出量 (PE_y) は、10 tCO₂ とする。

製糖工場内にバガス利用コジェネレーション設備を導入するプロジェクトであり、その活動に付随するリーケージは考えられないので、本プロジェクトによる温室効果ガスの排出削減量は、リファレンス排出量とプロジェクト排出量の差分により計算される。

$$\begin{aligned} \text{年間 GHG 排出削減量} &= \text{リファレンス排出量} - \text{プロジェクト排出量} \\ &= 144,761 \text{ (tCO}_2\text{)} - 10 \text{ (tCO}_2\text{)} \end{aligned}$$

= 144,751 (tCO₂)

提案している MRV 方法論に基づき算定したプロジェクトによる温室効果ガスの排出削減量は、144,751 tCO₂/年となる。

③プロジェクト実施前の設定値

提案している MRV 方法論案において、GHG 排出削減量の算定に必要なパラメータは、プロジェクトにより導入されたコジェネレーションシステムが発電した電力のうち、系統に流された電力量、そしてその電力が流されている系統の電力の CO₂ 排出原単位、助燃剤として使用する化石燃料の消費量、その化石燃料の真発熱量、及びその化石燃料の CO₂ 排出係数の 5 つである。

導入されたコジェネレーションにより発電された電力のうち系統に流される電力の量は、常時モニタリングにより計測される。また、ベトナムにおける発電事業者による系統への電力販売は、事業者から系統管理者である国営電力 EVN へ送られるインボイスに対して支払いが行われるため、それらの書類によるクロスチェックが可能である。

ベトナムにおける系統電力の CO₂ 排出原単位は、ベトナムの省庁の一つである Department of meteorology, Hydrology and Climate Change, MONRE and Ozone Layer Protection Centre が公表する "Study, definition of Vietnam grid emission factor" の最新版を引用するものとする。現時点の最新版は 2011 年度値である。

点火剤としての化石燃料の消費量は、電力量と同様にモニタリングにより記録するものとする。

点火剤としての化石燃料の真発熱量は、気候変動に関する政府間パネル (IPCC) が提供している IPCC default values at the upper limit of the uncertainty at a 95% confidence interval as provided in Table 1.2 of Chapter 1 of Vo.2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories から当該化石燃料の値を引用するものとしている。また、その点火剤の CO₂ 排出係数についても同様に、IPCC default values at the upper limit of the uncertainty at a 95% confidence interval as provided in Table 1.4 of Chapter 1 of Vo.2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories から引用するものとする。

今後の課題としては、CDM 用として公表されているベトナムの系統電力の CO₂ 排出原単位、IPCC の公表値である化石燃料の真発熱量と CO₂ 排出係数をプロジェクトによる排出削減量の算定に用いることの適切性について検討することがある。