

# 二国間クレジット制度(JCM)実現可能性調査 報告書

## 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	3
2. 調査対象プロジェクト	6
2.1 プロジェクトの概要	6
2.2 ホスト国における状況	8
2.3 プロジェクトの普及	10
3. 調査の方法	12
3.1 調査実施体制	12
3.2 調査課題	13
3.3 調査内容	14
4. プロジェクト実現に向けた調査	15
4.1 プロジェクト計画	15
4.2 プロジェクト許認可取得	29
4.3 日本技術の優位性	31
4.4 MRV 体制	38
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	43
4.6 今後の予定及び課題	45
5. JCM 方法論作成に関する調査	46
5.1 適格性要件	46
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	57
5.3 プロジェクト実施前の設定値	66

## 1. 調査の背景

### 1.1 ホスト国の JCM に対する考え方

2013年7月2日に、ベトナム社会主義共和国(以下ベトナム)のハノイにおいて、茂木敏充経済産業大臣とグエン・ミン・クアン(H.E. Mr. Nguyen Minh Quang)天然資源環境大臣との間で、二国間クレジット制度(Joint Crediting Mechanism、以下 JCM)に関する二国間文書の署名が行われた。当時、JCM が正式に開始される国としては、モンゴル、バングラデシュ、エチオピア、ケニア、モルディブに続き6ヶ国目であった。その後、ラオス、インドネシア、コスタリカ、パラオ、カンボジア、メキシコの署名により、2015年2月時点では12ヶ国が JCM に参加している。日本とベトナム間で取り交わされた二国間文書の概要は以下の通り。

- 日・ベトナム間の低炭素成長パートナーシップの推進のため、両国は二国間クレジット制度(以下、本制度)を創設し、本制度を運用するため、合同委員会を設置する。
- 双方は、本制度の下での排出削減又は吸収量を、国際的に表明した日本側の温室効果ガス緩和努力及びベトナム側の国として適切な緩和行動(NAMA)の一部として使用できることを相互に認める。
- 本制度の透明性及び環境十全性を確保し、これを他の国際的な気候緩和メカニズムの目的のためには使用しない。

(出所：環境省 平成 25 年 7 月 2 日 報道発表資料)

また、2014年3月18日には東京において、同国チュオン・タン・サン国家主席と安倍晋三日本国内閣総理大臣が首脳会談を行った(図 1-1)。この会談では、前述の「低炭素成長パートナーシップに関する日・ベトナム間の協力覚書」に基づく二国間クレジット制度(JCM)の構築における進展を歓迎し、ベトナムにおいて JCM を着実に実施すること及び国際場裡において JCM を低炭素成長のための効果的なメカニズムとして推進することにつき一致した。



図 1-1 首脳会談の様子

出所：内閣広報室 平成 26 年 3 月 18 日 報道発表資料)

上記の日本・ベトナム政府間の二国間クレジット制度の枠組み整備に並行して、実務レベルの協力体制も構築が進んでいる。まず JCM 二国間文書の署名に引き続いて、2013年9月18日にベトナムのハノイにおいて実施規則及び合同委員会運営規則の署名式及び第1回日・ベトナム合同委員会が開催された。この会合では、両国における JCM 事務局の任命、制度実施に際する規則及び各種ガイドラインの確認、第三者機関指定ガイドラインの制定、用語集の整備を実施した。[METIJ and MOEJ, 2013]

次いで第2回合同委員会は2014年2月17日に東京にて開催され、各種ガイドラインの承認、パイロット案件の紹介、ベトナム側の JCM メンバーや関連省庁が必要とするキャパシティ・ビルディング等の支援について協議された。[METIJ and MOEJ, 2014]

以上2回の合同委員会を経て、日本・ベトナム間のJCM制度の枠組みにおける協力体制と具体的な運営体制が構築されたことから、2014年11月下旬から12月中旬にかけて今まで提案された4点の方法論についてパブリック・インプットをJCMウェブサイトで受け付けた。

このような二国間におけるやり取りを公開する場として、2014年12月11日に、ペルーのリマでの「気候変動に関する国際連合枠組条約第20回締約国会議（COP20）」と併催された、「JCM署名国会合（ハイレベル・ラウンドテーブル）」にて、ベトナムのチャン・ホン・ハー（Mr. Tran Hong Ha）天然資源環境省（MONRE: Ministry of Natural Resources & Environment）副大臣は他のJCM署名国11か国の代表と共に、日本の望月義夫環境大臣と共同声明を発表した（図1-2）。その内容は、「JCMの進捗を歓迎し、JCMを通じた優れた低炭素技術の促進による温室効果ガスの排出削減・吸収への継続した貢献に対する期待を共有した。また、JCMの実施を通じて得られた経験を共有することにより、気候変動に関する国際連合枠組条約に引き続き貢献していく意図を確認」した。[環境省報道発表, 2014]



図1-2 JCM署名国会合

出所：新メカニズム情報プラットフォーム 平成26年12月11日 報道発表資料  
ハー副大臣は右から5人目、望月環境大臣は列中央

このようにホスト国であるベトナムにおいて、日本との協力関係の下、JCM制度による温暖化ガス排出削減に向けた準備が整いつつある。次節の本企画立案の経緯で詳述される通り、同国では経済成長と温暖化ガス排出量抑制の両立を政策目標としており、日本との国際関係は同国国内政治と整合性が取れたものであると考えられる。

## 1.2 企画立案の経緯・背景

当企画立案の主な背景には、①ベトナムにおける経済成長に伴う温暖化ガス排出量の増加、②急速に成長する電力需要に追従できていない電力供給、③ASEAN 経済統合の動きの中、同国製糖産業の効率化と副産物活用の潮流、という3点が挙げられる。

### ① ベトナムにおける経済成長に伴う温暖化ガス排出量の増加

1点目に、ベトナムでは急激な経済成長に伴い温暖化ガス排出量が増加の一途をたどっている。同国では、2012年より「ベトナムにおける短期及び長期の持続可能な発展を保証し、効果的に気候変動に対応するために、実行可能な行動計画を策定すること」を目的として、「気候変動に対する国家目標プログラム (NTP-RCC)」を定め、温暖化ガス排出量を2020年迄にエネルギー部門でBaU (Business as Usual) に対し10%~20%削減する、という目標を立てている。しかし、同国天然資源環境省が2012年に発表した温暖化ガス排出量予測 (表1-1及び図1-3)によると、エネルギー分野における排出量増加が著しく、10年毎にほぼ倍増している。その影響を受けて同国における総排出量は、2010年から2030年の間に年間7%~8%ずつ増大している。

表1-1 ベトナム社会主義共和国における温暖化ガス排出量の推移

部門 (100万 Tg CO <sub>2</sub> e)	2010年	2020年	2030年
エネルギー	113.1	251	470.8
農業	65.8	69.5	72.9
LULUCF	-9.7	-20.1	-27.9
総計	169.2	300.4	515.8

出所：UNFCC 向け第二次国別報告書 UNFCCC (2012) Parties & Observer States: Viet Nam

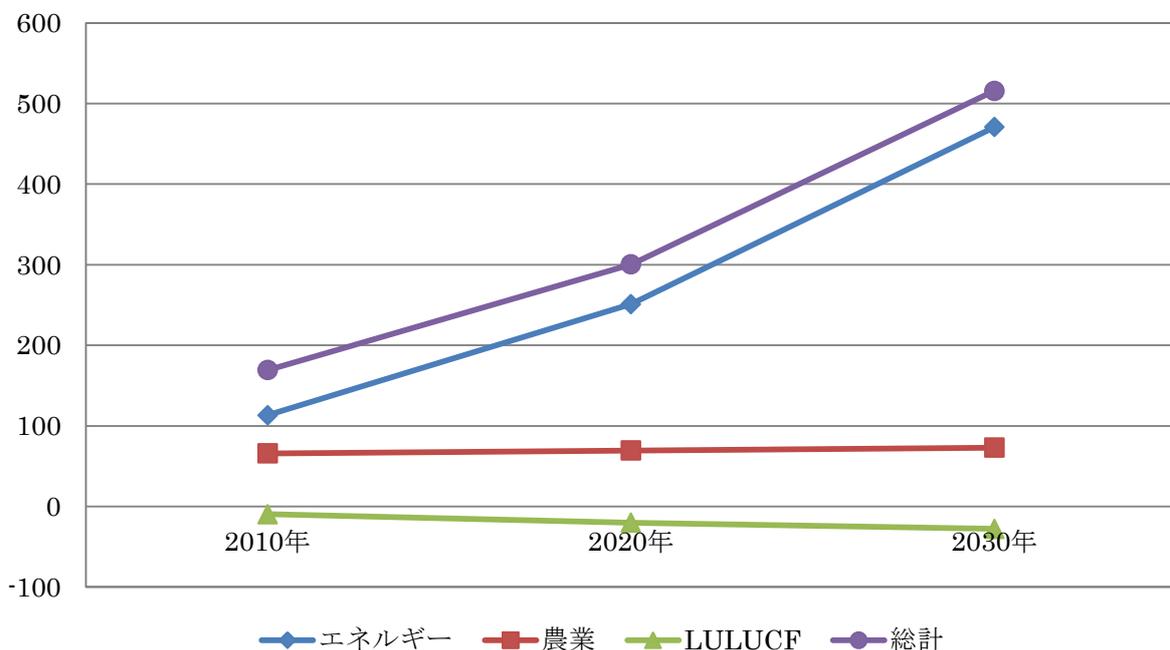


図1-3 ベトナム社会主義共和国の温暖化ガス排出量

出所：UNFCC 向け第二次国別報告書 UNFCCC (2012) Parties & Observer States: Viet Nam

### ② 急速に成長する電力需要に追従できていない電力供給

2点目として、同国の急速な経済成長に伴う電力需要の増大に電力供給が追従できていない事情がある。次頁に、同国が2005年及び2011年に作成した第六次及び第七次電力供給計画の電力需給曲線を図示する (図1-4)。同国の電力需要は2005年から2025年にかけて年9.9%~11.2%で成長

すると考えられている。この需要増大に合わせて、2030年時点で電力供給の56.4%を石炭で、また水力発電や天然ガス発電により補っていく予定である。(United Nations Development Programme, May 2012)

しかしながら、石炭は輸入炭に大きく依存しており、石炭発電所への輸送がボトルネックとなる可能性が高い。また、水力発電所は今後の伸びが期待されるが、乾季は想定されている発電量を下回る事が多い。天然ガス発電は近年電力供給量を大きく増やしたが(1995年時点全電力供給量の5%、2010年時点全電力供給量の47%)、設備価格が高い為増設は容易ではない。

以上のように、同国の急激に成長する電力需要に対して、供給体制の整備において困難が予想されるため、民間会社は自家発電設備を保有することで自社の電力需要を満たす必要がある。

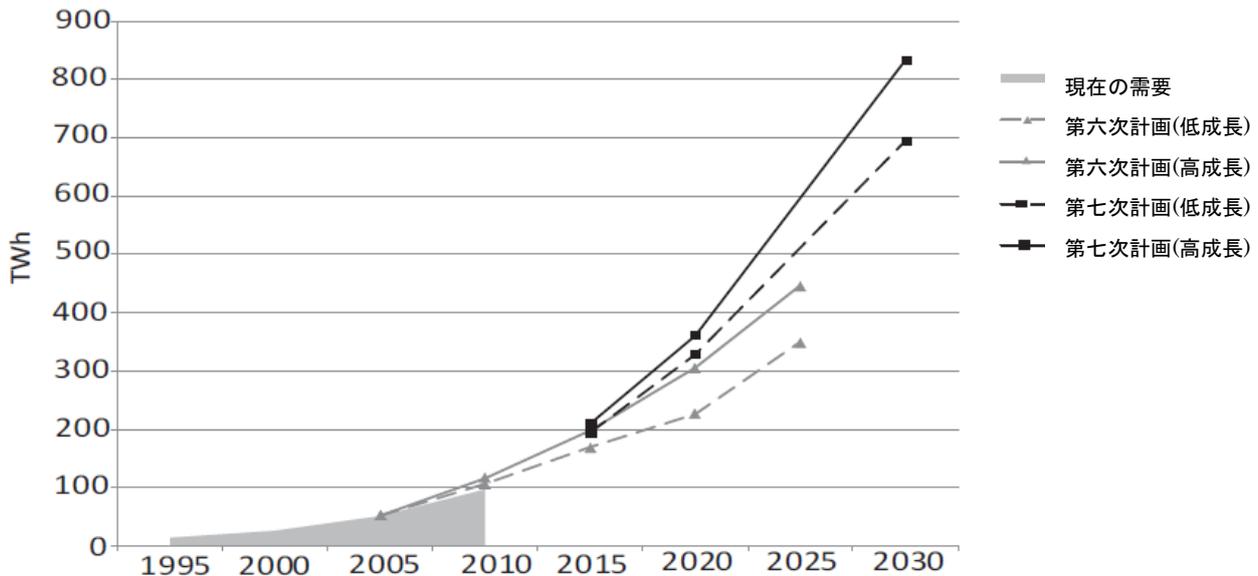


図 1-4 第六次及び第七次電力供給計画の電力需給曲線  
出所：ベトナムエネルギー研究所 (2005、2011)

### ③ ASEAN 経済統合の動きの中、同国製糖産業の効率化と副産物活用の潮流

3点目に、ベトナムの製糖産業が効率化と副産物利用の為、大規模化及び設備拡充による生産効率の向上、副産物を利用した生産コストの低減、を必要としていることが挙げられる。同国の製糖産業は、タイなどの周辺国に比べ小規模な工場が多かった。工場の集約化、大規模化が進んだタイではバガスを利用した蒸気供給設備やコジェネレーションシステムの導入は一般的であるが、ベトナムでは工場が小規模であるがゆえに、大きな初期投資を必要とするコジェネレーション設備の導入は進んでいなかった。2004年に定められた首相決定28号 (Decision No 28/2004/QD-TTg) により、「生産規模の拡大に向けて統合できない会社は設備を売り払うか倒産しなければいけない」[社団法人日本プラント協会, 2006]、と定められたことから、ベトナムは製糖工場の大規模化(既存の生産設備拡大、大規模設備の新設など)の推進政策を継続的に実施中である。この結果生き残った企業は、以前に比べ競争力強化のため設備の拡充ニーズがより高まっており、同国製糖産業における供給設備やコジェネレーションシステムの導入の素地が整っている、と考えられる。更に、2015年には ASEAN 加盟10カ国(先行加盟6カ国+ベトナム、ラオス、ミャンマー、カンボジア)にて、関税撤廃が予定されている。現時点においてもタイやラオスなどの周辺国産輸出砂糖の攻勢にさらされており商品の値上げが困難である製糖産業にとって、海外砂糖に対する関税撤廃により一層のコスト削減を余儀なくされる。その中で2014年3月に制定されたバイオマス発電の買い取り価格を定めた首相決定24号 (Decision No. 24/2014/QD-TTg) は、同国内の事業者のコジェネレーション設備導入を後押しする法令である。これは、製糖業者が製糖過程の副産物であるバガスを使って、自社工場用の蒸気・電力供給を行うことでコスト削減効果を見込めるだけでなく、余剰電力の売電による収益を見込むことが可能となるからである。[植田彩, 2013]

以上同国においては、国家プログラムの下、経済成長に伴う温暖化ガス排出量増加を抑制する政

策を実施中であること、電力供給が需要を満たせておらず事業会社は自家発電を備える必要があること、また ASEAN 経済統合の動きの中で同国製糖産業が他国との競争力強化のために大規模化及び設備拡充政策を実施していること、の3点が、当事業の背景である。

このような背景の中、本プロジェクトは、ベトナム大手の製糖事業者である Nghe An Sugar Company (NASU) 社が公益財団法人地球環境センター (GEC) の英語版ホームページに公開されている日本エヌ・ユー・エス (株) (JANUS) のカンボジアでの調査結果 (H24 年度 MRV モデル実証調査) の英文概要に関して、GEC 経由で JANUS に連絡してきたことから始まっている。

NASU 社は、バイオダイジェスターの導入とバガス利用コジェネレーション 2 件を JCM 制度の下で実施したいという希望を持っていたが、NASU 社と優先度について協議した結果、まずバガス利用コジェネレーションから取りかかることに決定した。NASU 社は日本製品に極めて高い信頼感を持っており、コジェネレーションシステムの根幹であるボイラ、タービン、発電機には可能であれば日本製品を入れたいという要望を持っていた。しかし、価格の高さが問題となっていたところ、JCM 制度の存在を確認し、JCM 制度を活用することで高品質の日本製設備を導入する事が可能になると期待している。

## 2. 調査対象プロジェクト

### 2.1 プロジェクトの概要

本調査で対象とするプロジェクトは、製糖工場において原料を抽出する際に大量に発生する残渣（バガス）を活用する。従来 NASU 社では、製糖プロセスから発生するバガスは、廃棄もしくは乳牛の牛舎内にて牛の寝床としての利用に留まってきた。このバガスを活用すべく、製糖工場にコジェネレーション設備を導入する事でバガスを燃料とし、工場で使用する電気と蒸気を供給、余剰電力は外部への売電を行うことで、グリッドの電力代替等により温暖化ガス排出削減を実現するものである。

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り、発電規模は 20MW～35MW と想定されており、6MW 程度を工場内で利用、残りをベトナム電力公社（EVN）へ売電する計画である。

EVN とは長期売電契約を締結予定であり、EVN との系統接続及び売電交渉は NASU 社が実施する。プロジェクト概要を下図に示す（図 1-5）。

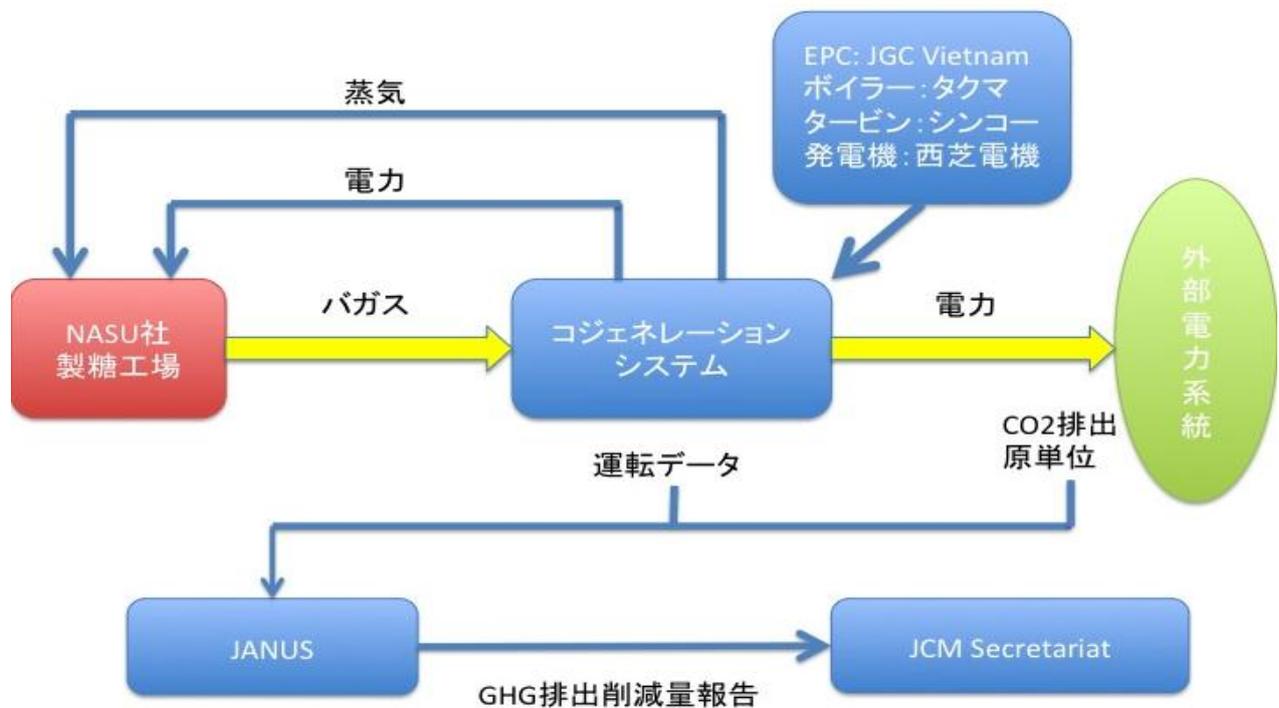


図 1-5 プロジェクトの概要

プロジェクトサイトとなる NASU 社は、ハノイから約 200km（車で 5～6 時間）の場所に位置する。対象となる工場の位置と外観を下図に示す（図 1-6）。



図 1-6 プロジェクトサイトの位置と外観（地図データ：OpenStreetMap）

同社は、英国の製糖メーカーTate&Lyle 社の傘下として、1996年に世界銀行グループの国際金融公社（International Finance Corporation：以下「IFC」）から資金援助を受け創業した。創業時からベトナム最大の原料処理能力を有する製糖工場として、現在まで安定した操業を続けている。

## 2.2 ホスト国における状況

1990年代に入り、経済成長に連動してベトナム国内の砂糖需要は増加し、国内需要の半分以上を輸入に頼っていた。ベトナム政府は、輸入への過度の依存から脱却するため、国内の砂糖生産の振興を図る「Sugar Program」を1995年に制定し、同国の砂糖産業は急速な成長を遂げた。その結果、1992/93年度（10月～翌9月）に10万トンほどであった砂糖生産量は、2001/02年度には100万トンを超える大幅な増産となった。このプログラムの目的は、①国内製糖産業の確立、②農村地域の振興、③貧困農民の救済であり、稲作などに適さない農村地域に、有力な商品作物を根付かせようとするものであった。コメや野菜に比べ、さほど肥沃な土地を必要としないサトウキビ栽培と、製糖工程を必要とする砂糖産業は、農村の自立的な発展、工業化を達成し、農民の貧困化を解決するものとされた。かつて、製糖工場はすべて国営企業であったが、2000年に民営化されている。

表2-1はベトナムの製糖工場における年度別砂糖生産実績の推移を示している。「Sugar Program」による約7億5000万USドルの設備投資によって、1995/96年度には12であった工場数は、2000/01年度には43工場に増加した。その後、砂糖生産は停滞期に入り、40工場前後で推移している。生産能力は、1995/96年度の1日当たり1万2700トンから、2011/12年度には同11万2千トンと大幅に増加している。

表 2-1 ベトナムにおける年度別砂糖生産実績の推移

	工場数	生産能力 (t/日)	1工場あたり生 産能力 (t/日)	生産量 (t)
1995/96	12	12,700	1,058	120,000
1996/97	14	15,200	1,086	232,100
1997/98	24	32,600	1,358	213,400
1998/99	35	51,800	1,480	322,000
1999/00	41	69,050	1,684	586,700
2000/01	43	74,050	1,722	886,638
2001/02	40	68,050	1,701	790,000
2002/03	42	80,850	1,925	1,070,000
2003/04	44	82,950	1,885	1,080,000
2004/05	42	82,350	1,961	1,370,900
2005/06	38	76,850	2,022	1,091,100
2006/07	37	82,750	2,236	1,128,900
2007/08	36	87,500	2,431	1,144,000
2008/09	38	96,300	2,534	1,164,900
2009/10	40	105,750	2,644	909,000
2010/11	39	105,750	2,712	916,000
2011/12	39	112,200	2,877	1,150,460

出所：MARD（砂糖・サトウキビ年次報告）

ベトナムの砂糖産業は、1990年代後半から「Sugar Program」による巨額な投資が行われ、サトウキビ農地の造成と製糖工場の建設が進められた。その結果、40以上の製糖工場が稼働することになり、国内の砂糖需要に対する供給体制は確立した。しかし、「Sugar Program」の終了とともに生産の伸びは停滞しているため、今後も増加見込みである国内需要に応えるべく、同国の砂糖生産体制は、現在、以下の問題点について見直しが求められている。

### (1) 製糖工場の処理能力の限界

「Sugar Program」により多くの製糖工場が設立されたため、一般的な製糖工場の1日当たり原料処理能力は1,000～2,000トンと低水準にある。また、製糖工場で使用されている設備の多くが中国製の中古であることから、生産効率が低い。

(2) 製糖工場の低い稼働率

サトウキビ生産者は、製糖工場とサトウキビ栽培契約を締結するものの、市場価格の動向により契約を無視し、他工場に販売してしまう傾向がある。その結果、製糖工場によっては十分な集荷が出来ず、工場の稼働率低下を招いている。また、地域によっては集荷範囲に差があり、サトウキビが集荷できずに20%~30%の稼働率しか確保できていない製糖工場もあるとの事である。

(3) サトウキビの集荷効率の低さ

サトウキビ生産者1戸当たりが所有する平均圃場面積は、0.5~1ヘクタールと小規模であることに加え、圃場は点散している。このため、効率的なサトウキビの集荷が出来ず、競争力向上の阻害要因となっている。

(4) 政府主導による製糖工場再編の停滞

政府は、小規模工場の集約・統合または撤退を促す方向で検討に入っているが、依然として40工場程度の砂糖企業が存続している。現在、年間原料処理量が15万トン以下の工場は8工場（このほかに2011年データでは圧搾量が不明の工場が2つある）あり、これら小規模工場の再編が課題となっている。

また、バガスを燃料とした発電事業に対する政策としては、2014年に固定価格買い取り制度が開始されている。2014年3月24日付の首相決定24号（24/2014/QD-TTg）において、農業副産物を利用したバイオマス電力を、1キロワット時（kWh）当たり5.8USセント（約7円）で買い取ることを、EVNに義務付けている。これは従来型電力の買い取り価格を約1.8USセント上回っているが、現地の製糖会社としては、更なる価格の引き上げを要求したいとの事である。また、首相決定24号は、税制、土地使用面での優遇も規定しており、企業はバイオマス発電所建設に必要な資材に対する輸入税（関税）を免除される。

## 2.3 プロジェクトの普及

2012年現在において、ベトナムには35社、39か所の製糖工場が存在し、1日当たりのサトウキビ処理能力合計は112,200 TCD（Ton of Cane per Day）、サトウキビ年間処理量は12,470,900t、年間産糖量は1,150,460tであった（表2-2）。近隣国のタイと比べ、小規模な工場が多く、また効率の低い生産設備が使用されているのが特徴である。ベトナム政府は小規模工場の集約・統合を行い、生産効率の高い設備へ更新することにより、輸入に頼らない生産体制の確立を目指している。

表2-2 ベトナムにおける製糖工場一覧

会社名	原料処理能力 (t/日)	年間原料処理量 (t)	年間産糖量 (t)
Can Tho	5,800	920,000	82,000
Bourbon Tay Ninh	8,000	920,000	81,500
KCP	6,000	779,000	63,000
Lam Son	7,000	756,700	91,000
An Khe	7,000	728,000	70,300
NIVL	4,500	655,000	49,000
Khanh Hoa	8,000	560,000	54,000
Binh Dinh	3,000	494,000	47,500
Bien Hoa Tay Ninh	3,500	430,000	35,030
Tate & Lyle (現 NASU 社)	9,000	427,000	48,000
Ninh Hoa	3,000	395,000	39,000
Viet Nam - Taiwan	6,000	386,800	40,450
Soc Trang	2,500	370,000	31,500
Tra Vinh	2,200	345,200	31,130
Song Con	2,500	302,000	28,850
Gia Lai	2,500	290,500	26,450
Ben Tre	2,000	280,700	21,340
Hiep Hoa	2,000	267,000	19,500
Pho Phong	2,500	255,200	22,600
333	1,800	250,000	24,000
La Nga	2,200	250,000	21,000
Son Duong	2,150	221,700	21,600
Tuy Hoa	1,500	220,000	19,500
Nuoc Trong	1,000	218,000	19,100
Dak Nong	1,500	208,000	23,430
Bien Hoa	1,350	204,000	16,800
Nong Cong	2,000	193,300	21,240
Con Long My Phat	2,000	187,400	14,510
Kon Tum	1,500	180,000	18,480
Ca Mau	1,000	142,800	11,320
Son La	1,500	125,500	13,500
Phan Rang	1,000	109,000	9,150
Cao Bang	1,000	105,400	10,600
Kien Giang	1,000	104,000	7,140
Viet Nam Sugar	1,200	77,500	5,780
Hoa Binh	1,000	58,000	5,500
Song Lam	500	54,200	5,660
Quang Phu	不明	不明	不明
Tay Nam	不明	不明	不明
合計	112,200	12,470,900	1,150,460

出所：MARD「砂糖・サトウキビ年次報告」

ベトナムの製糖工場のうち、NASU社が確認している、既にバガス燃焼ボイラを導入している工場は以下の6社である（表2-3）。バガス燃焼ボイラに関しては、ベトナムでは低圧のボイラが主流で、中国製やベトナム製の古いボイラが使用されている工場が多い。発生した蒸気、電力を所内で全量消費する工場がほとんどで、売電されているケースはまだ少ない。

表2-3：バガス燃焼ボイラを導入している工場

会社名	所在地	原料処理能力	ボイラメーカー	国
Bourbon Sugars TTC Group	Taynin	8,000 TCD	John Thompson	Australia
Bien Hoa	Taynin	3,500 TCD	John Thompson	Australia
Camrinh CASUCO		6,000 TCD	John Thompson	Australia
Lamson Sugar Joint Stock Company	Thanh Hoa	10,000 TCD	ISJEC	India
KCP Vietnam Sugar Industries	Thuy Hoa	6,000 TCD	KCP	India
Nagarjuna International Vietnam		5,000 TCD	WIL	India

出所：NASU社から聴取

今後、ベトナムにおいてバガス燃焼による発電設備が普及するためには、①製糖工場の規模と②売電価格が重要な要素になると考えられる。以下にその背景と理由を説明する。

#### ① 製糖工場の規模

バガス燃焼設備を導入するには、一定規模以上のサトウキビを処理している必要があるが、実態としては、国全体の製糖工場の処理能力に対してサトウキビの生産量が不足している。このため、新たな製糖工場の建設や設備拡張の承認をするのに政府が消極的であるといわれている。NASU社によれば、周辺地域からのサトウキビの単位面積あたりの収穫量は、近隣国のタイと比較して半分程度であるとの事である。機械化の普及が遅れていることによる生産効率の低さと、土壌の質がタイに劣っていることがその主な理由である。バガス燃焼による発電プロジェクトの普及には、今後機械化による作付面積の増加、及び土地や品種の改良によるサトウキビの収穫量の増加が必要であると思われる。

#### ② 売電価格

ベトナムでは2014年5月より、バイオマス燃料由来の発電に対する固定価格買い取り制度が開始された。これにより、現在のEVNによる買い取り価格は、約7円（5.8USセント/kWh）である。日本の固定価格買い取り制度におけるバイオマス発電の買い取り価格が条件によるが24円、近隣のタイが1MW以上のバイオマス発電で15円以上（7年間）であるのと比較すると、ベトナムの買い取り価格は相対的に低く、当然事業の経済性も低くなってしまふ。ベトナムにおいてバイオマス燃料設備の普及が促進するには、買い取り価格の引き上げによる事業者へのインセンティブ向上が必要であると思われる。

現在のベトナムの製糖工場数と上記2つの要素から考察すると、ベトナムにおいてバガス燃焼によるコジェネレーション設備が普及していくには、バガスの産出量増加と、固定価格買い取り制度の買い取り価格の上昇が必要であると考えられる。あるいは、JCM制度がベトナムの製糖工場内で認知されるようになれば、これらの条件が十分に満たされていない状況であっても、JCMの活用によって事業化へのハードルを下げる事が可能となり、バガス燃焼によるコジェネレーション設備が普及する可能性がある。

### 3. 調査の方法

#### 3.1 調査実施体制

本調査にかかわる各企業の担当は下記の通りである。

- 日本エヌ・ユー・エス：総括、MRV 方法論の作成、事業性評価
- 東北電力（外注先）：系統接続及び EVN との交渉に関する助言
- タクマ（外注先）：バガス利用ボイラに関する情報提供
- シンコー（外注先）：タービン情報の提供及び過去の経験に基づく助言
- 日本品質保証機構（JQA）：MRV 方法論のレビューと助言
- 西芝電機（協力）：発電機情報の提供
- JGC Vietnam（協力）：EPC 体制の確立、概算見積
- Nghe An Sugar Company（NASU）（協力）：製糖工場に関する情報提供、事業に関する協議
- Investment Management Company（IMC）（協力）：資金調達に関する協議

調査実施体制図を図示する（図 3-1）。

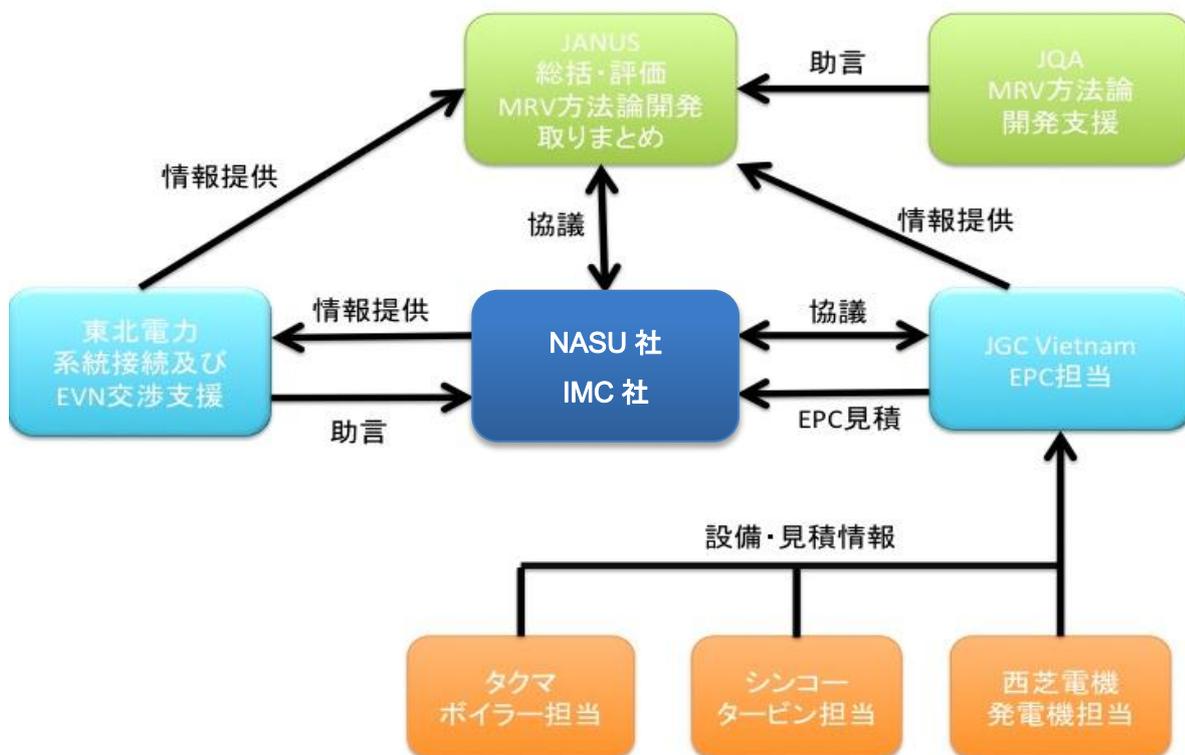


図 3-1 調査実施体制

## 3.2 調査課題

本プロジェクトについて、JCM プロジェクトとしての実施に当たって、調査前及び調査の過程で判明した課題は、下記の通りである。

### (1) 資金計画

NASU 社は、IFC からの資金調達により設立された経緯から今もなお繋がりがあり、IFC を活用した資金調達を中心に考えている。資金調達の別の選択肢としては、初期投資が巨額であることもあり、調査開始時点では外部からの出資も検討事項としている。その上で問題となるのが、製糖工場への蒸気供給と一部の電力供給という自家消費的な部分と、系統への電力販売という独立した電気事業の側面を持ち、外部出資を求めるためには、その切り分けをどうするかという点である。本調査では、その事業形態の明確化を行うため、事業形態を明確化し、最終的な資金調達の方法を明確にする必要がある。

MRV コストを含む維持管理に関する資金計画としては、上記で述べたようにプロジェクトからの蒸気供給と一部の電力供給を製糖工場の運営と一体的に行うことから、プロジェクトの運営費全てを NASU 社の製糖工場の運営と一体化して行っていくことが想定された。MRV コストについては、NASU 社がその対応を一括して JANUS に外注することになっており、費用は全て NASU 社が負担する予定である。

### (2) 概略設計及び工事計画

概略設計としては、NASU 社は、今のところ製糖工場の操業期間（11 月から翌年 5 月まで）に合わせる形での操業を計画しているが、ベトナム国営電力の買電契約や電気事業としての安定性と収益を考えた場合、通年発電とした方がよいのではないかという考え方もあり、どちらが良いかは、本年度調査において NASU 社、設備を提供する各メーカー、系統接続支援担当の東北電力と協議しながら決める必要がある。それに伴い、概略設計が決定される。

工事計画としては、概略設計の決定後に決まることになる。工事計画は、EPC を請け負う予定の JGC Vietnam が担当しており、NASU 社と協議しながら決定される。今年度は、実際に工事を請け負う際の体制作りと設備を提供する日本企業との調整を実施する必要がある。

### (3) 日本技術の優位性

主要機器であるボイラ、蒸気タービン、発電機については、各メーカーと事業計画地を訪問し、現地で導入するのに適切な設備仕様等を検討する。その上で、他国製品との技術的優位性について検討する必要がある。

### (4) 環境十全性、ホスト国の持続可能な発展への貢献

プロジェクトバウンダリが製糖工場の敷地内で閉じるものであり、環境への影響はないものと思われるが、IMC 社により、どのようなプロジェクトも環境アセスメントが必要という情報を得ているので、本プロジェクトの環境アセスメントに関わる法規制の確認が必要である。持続可能な発展への貢献についても検討を行う。

### (5) MRV 方法論の作成

MRV 方法論案で提案している適格性要件、リファレンス排出量の算定方法、及びプロジェクト排出量の算定方法について、その適切性は確認する必要がある。また、適格性要件については、追加で入れられる技術的な要件がないかどうか検討する必要がある。

### 3.3 調査内容

本調査において実施した調査内容について、前述の調査課題に対応した形で説明していく。

#### (1) 資金計画

資金計画は、NASU 社のグループ会社である IMC 社と協議しながら資金計画を詰めていった。こちらから選択肢を提示するべく、活用できる資金調達方法について調査を実施した結果、プロジェクトの実施責任機関となる IMC 社の投資方針（資本金 30%、残り 70%は借入）は明確になった。資本金については、事業規模の縮小に伴い、自己資本のみで実施するという方針になった。借入については、今後様々な金融機関と調整を行うが、IFC とは既に協議を開始している。

#### (2) 概略設計及び工事計画

コジェネレーションに対する固定価格買い取り制度の確認作業と同時に NASU 社製糖工場近隣の電力系統に関する情報を収集し、法規制的な観点と物理的な観点の両面から系統に流せる電力量の確認作業を実施した。その後、EPC コントラクターとなる予定の JGC Vietnam 及び各設備メーカーと協議しながら、設備の概略設計を出来る限り進めた。

#### (3) 日本技術の優位性

主要機器となるボイラ、蒸気タービン、発電機に関して、日本の設備メーカーと協議しながら提示できる技術的優位性の検討を行った。

#### (4) 環境十全性、ホスト国の持続可能な発展への貢献

環境アセスメントに関する法規制の調査及び本プロジェクトのホスト国への貢献について、情報収集を行った。具体的には、燃料となるバガスの、現時点での用途である牛の寝床がどのように使用されているか、TH Milk 社の牧場を訪問し、用途のヒアリングや見学等を通して、環境への影響等について検討した。

#### (5) MRV 方法論の作成

今回提案している MRV 方法論については日本品質保証機構（JQA）によるレビューを受け、そのレビュー結果を基により適切な方法論へと内容を整備していった。

## 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

#### (1) プロジェクト実施体制

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ー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。

NASU社の平面図を以下に示す（図4-1）。

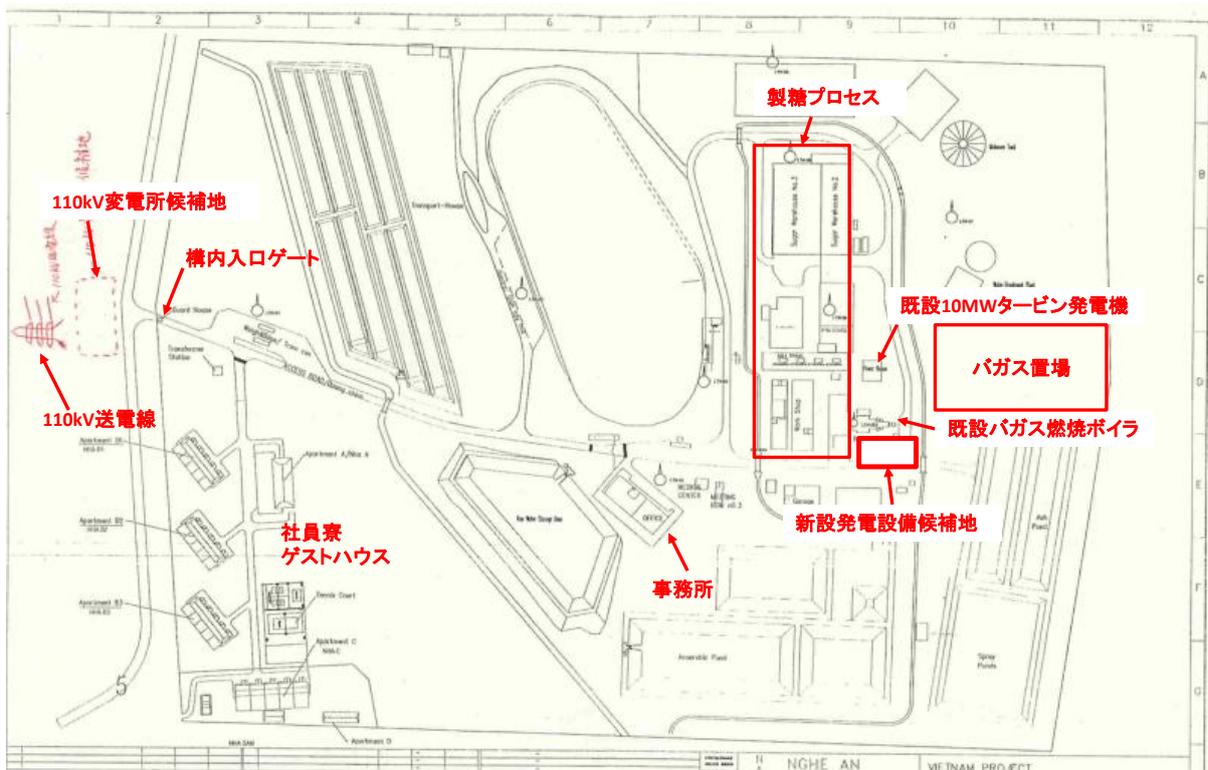


図4-1 NASU社平面図

プロジェクトは、以下の実施体制で行う予定である。

日本側

- 日揮（代表事業者）：EPC支援
- 日本エヌ・ユー・エス：方法論作成支援、モニタリング支援

ベトナム側

- Nghe An Sugar Company (NASU)：プロジェクト実施
- JGC Vietnam：EPC
- 第三者機関（TPE）：排出削減量の検証

国際コンソーシアムの代表事業者は日揮を予定している。日揮は、子会社である JGC Vietnam の技術的、人的支援を行う。本プロジェクトは、当初 60MW 規模のプロジェクトとして外部の出資も検討予定であったため、日揮としては投資候補案件という位置付けであった。しかし現在は NASU 社が単独で事業を実施する予定となっているため、本プロジェクトは投資事業ではない。その場合、日揮単独としてはインセンティブが乏しく、リスクが大きくなってしまいが、子会社である JGC Vietnam の EPC 案件獲得に繋がること、JGC Vietnam と NASU 社との契約によりリスクを最小化できることから、引き続き代表事業者を担う予定である。

同じく日揮のグループ会社である日本エヌ・ユー・エスは、国際コンソーシアムの日本側構成組織として、JCM 方法論の作成、プロジェクトによる排出削減量のモニタリング及びモニタリングレポートの作成支援を行う。

国際コンソーシアムのベトナム側組織としては、NASU 社がプロジェクト事業者となる。NASU 社は、親会社である TH Milk 社及びグループ会社である IMC (Investment Management Company) 社と協力しながら事業性評価や資金調達から事業実施までの責任を負う。

JGC Vietnam は、EPC (Engineering : 設計、Procurement : 調達、Construction : 建設) を担当する。プロジェクト事業者である NASU 社には技術部門はあるが、設計や建設を自社単独で実施することは出来ない。また、ベトナムにはボイラメーカーであるタクマやタービンメーカーであるシンコー等の各設備メーカーの現地事務所がない場合が多く、メーカーのサポート体制が整っていないため、EPC コントラクターが設計から運転開始までの責任を負い、機器調達から建設工事を一括で遂行する必要がある。JGC Vietnam は、現時点では NASU 社とは契約を締結していないが、JCM を活用して事業を実施する際には JGC Vietnam が EPC コントラクターとなる前提で話を進めている。

JCM 制度を活用してプロジェクトを実施した場合、2020 年までは温室効果ガス排出削減量のモニタリングを行い、第三者機関 (TPE) による検証を受ける必要がある。したがって、本事業の実施体制には、TPE が含まれる。

プロジェクト実施体制図を、図 4-2 に示す。

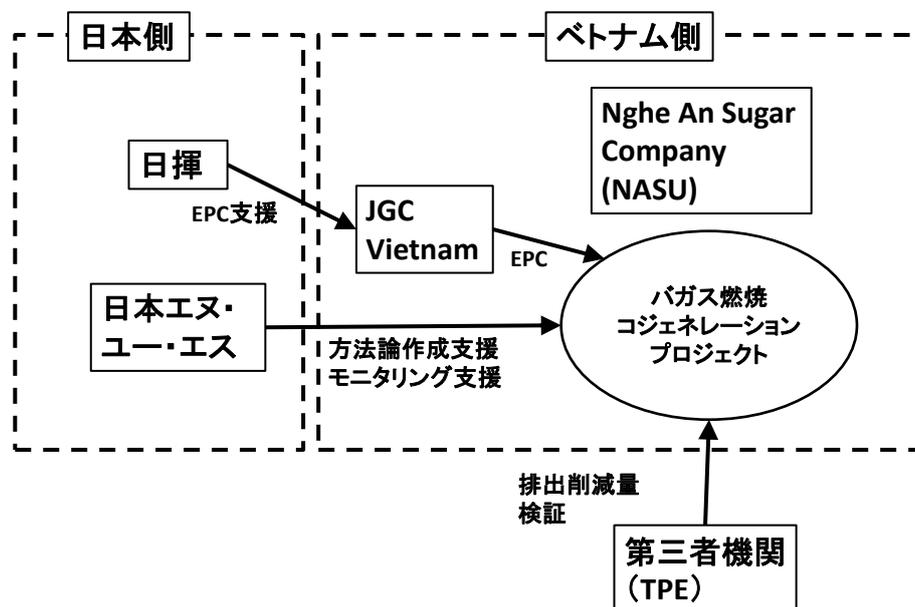


図 4-2 プロジェクト実施体制

プロジェクトのスケジュールについては、本調査の中で NASU 社、JGC Vietnam、JANUS の 3 社で協議し、図 4-3 の通り策定した。本プロジェクトは JCM のパートとバガス発電プロジェクトのパートの 2 つのパートに分け、それぞれの役割を明確にした。JCM のパートは主に JANUS が担当し、本実現可能性調査を遂行する。バガス発電プロジェクトのパートは主に NASU 社が担当し、事業実施のための準備として実現可能性調査の実施や、資金調達のための金融機関との調整、売電契約交

渉等を実施する。それぞれ役割分担はされているが、調査内容については重複部分も多いため、現地調査やメール等によって情報共有を図ってきた。

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、工事期間は機器調達を含めると2年半程度と考えている。

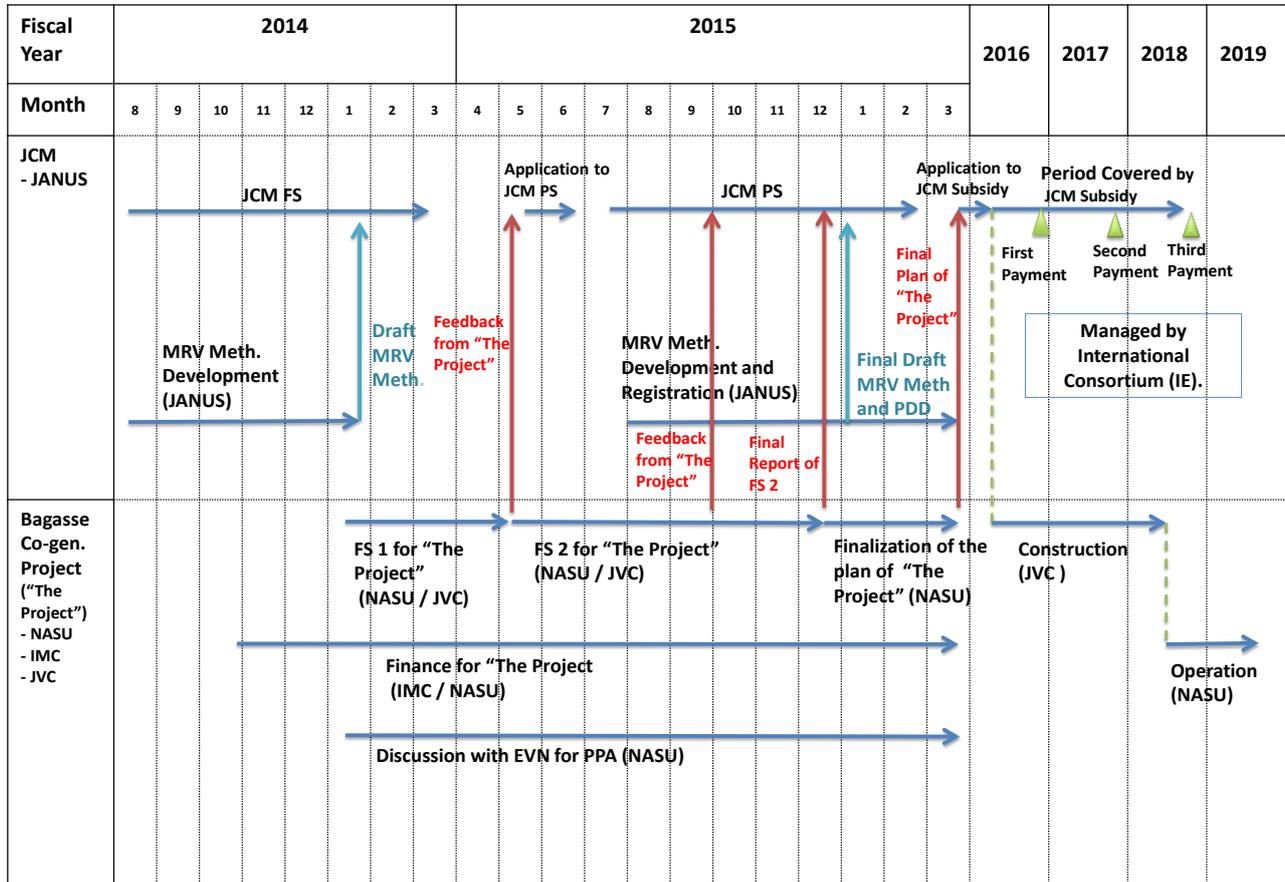


図 4-3 プロジェクトのスケジュール

(2) プロジェクト実施主体の経営体制・実績

プロジェクト実施主体である NASU 社は、イギリスの Tate & Lyle 社が設立した外資系の製糖工場で、1996 年に IFC から資金援助を受けて設立、1999 年より操業を開始している。設立当初から株式の 20%は工場の所在地であるゲアン (Nghe An) 省が保有している。2014 年 1 月、Tate & Lyle 社が保有する 80%の株式をベトナムの大手食品会社である TH Milk 社へ売却し、現在はベトナム資本 100%の会社となっている。従業員数は約 460 人で、ベトナム人以外にイギリス人、インド人、タイ人のエンジニアも各セクションの責任者として勤務している。従業員の約半数は、製糖期である 11 月から 4 月までの約 5 ヶ月間の期間限定勤務という体制である。非製糖期には、主に設備のメンテナンスが実施され、所内の電力はディーゼル発電機と EVN からの買電で賄われている。代表者は 2014 年 11 月に交代し、前任に引き続きオーストラリア人の代表者である。現代表の Tony Maple 氏は、前代表の就任前まで NASU 社（当時の名称は Nghe An Tate & Lyle Sugar Company）の代表者を務めていた出戻りである。NASU 社は 9,000 TCD のサトウキビ処理能力を有しておりベトナム国内ではトップクラスの工場だが、生産量の多いタイ王国の砂糖工場と比較すると規模は小さい部類となる。以下に NASU 社概要を示す。

NASU社概要：

- 正式社名：Nghe An Sugar Limited Liability Company

- 本社住所：Nghia Xuan Commune、 Quy Hop District、 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

既設設備（ボイラ及びタービン）の状況は、表4-1の通りである。

表4-1 既設の設備状況

ボイラ及び 周辺設備	仕様	ABB Australia（現 AE&E (A)）製 175t/h × 29bar × 300℃ × 1 缶 二胴式シングルパス、メンブレンパネル、スーパーヒーター 付き。1996 年導入
	燃焼方式	Pin Hole Grate。バガス投入装置はドラムフィーダー×6セット。 灰出しコンベアはウォータースルー。
	排ガス処理	ABB Australia（現 AE&E (A)）製 Wet Scrubber
	誘引ファン（IDF） 押込ファン（FDF）	Howen 社（オーストラリア）製 Elliot 社（米国）のタービンで駆動
	ボイラ給水ポンプ	KSB 社（ドイツ）製 モーター駆動、タービン駆動、スタートアップ用モーター駆 動の3台がある。
タービン	仕様	シンコー社製 10,000 kW × 5,071/1,500 rpm 1998 年導入
	入口蒸気条件	2,000 kPag × 285 °C
	排気蒸気条件	110 kPag
	蒸気消費量	110 t/h

本プロジェクトは、前述の通り調査開始当初は60MW の設備を導入し、発電期間を工場稼働期である11月から4月までの半年間程度にする計画であったが、調査が進み、NASU社と議論を重ねた結果、現在の工場規模（9,000 TCD）及び設備の経済性を考慮し、発電規模を20MW～35MWに縮小し、系統への水力発電からの電力供給量が過多となる8月～9月を除いた年間300日程度発電する計画となった。本プロジェクトの検討条件は表4-2の通りとなる。

表4-2 プロジェクト検討条件

項目	検討条件
燃料	100%バガス

バガス処理量	約9,000 TCD
年間発電日数	約300日間（10月から7月）
発電設備容量	20MW～35MW
タービン出口から供給される工場内使用蒸気圧	1万kPa以上
タービン型式	真空タービン

EVNとは長期売電契約を締結予定であり、EVNとの系統接続及び売電交渉は今後NASU社が実施する。売電希望容量は、設備容量のうち工場内需要の6MW分を除いた全量を考えており、仮に発電設備容量35MWとした場合、売電希望容量は29MW程度となる。アクセス設備については、既設受電設備の増強ではなく、構外に新たに売電専用のアクセス設備を構築する計画である。NASU社では、系統接続希望地点として工場の敷地境界から200m程度、発電個所から1km程度の110kV送電線を見込んでいる。系統接続希望地点には平地もあり、構外に変電設備を設置する場合の候補地もあるが、土地取得は未実施である。

### (3) 事業収益性の評価

本事業の事業収益性の評価について、以下の条件にて実施した（表 4-3）。

表 4-3 事業収益性評価の諸条件

項目	条件	備考
発電機容量	35MW	
工場内需要	6MW	
売電容量	29MW	
稼働期間	300日	
年間売電量	208,800,000kWh	
設備費用（ボイラ、タービン、発電機）	21,700,000 USD	
建設費用	25,000,000 USD	
借入比率	70%	NASU社の基本方針
借入額	32,690,000 USD	
ローン返済期間	10年	
借入金利	9%	
売電価格	5.8 US cent/kWh	FIT制度に基づく
O&M（Operation and Maintenance）費用	934,000 USD	35MW：初期費用の2%
MRV（Monitoring、Reporting、Verification）費用	50,000 USD	検証費用は見積に基づく
プロジェクト期間	15年	
JCM設備補助率	50%	

以下、主な条件について説明する。

#### ● 発電機容量

発電機容量は、詳細なエネルギーバランスの分析や今後の生産量見通し等を検討した後にNASU社が決定するが、NASU社の意向、他社事例や設備メーカーからのヒアリングを勘案すると、20MW～35MWになると思われる。ここでは、出来るだけ大規模に発電したいというNASU社の意向と、NASU社の生産拡大計画（2014年：9,000TCD → 2016年以降：12,000TCD）を踏まえ、最大規模の35MWを前提条件とした。

- 工場内需要

NASU 社では、従来から製糖期には所内で 6MW 程度の需要があり、バガスを燃焼して発電するコジェネレーション設備で需要を賄ってきている。今後バガス処理量が増加すれば工場内需要も大きくなるが、ここでは従来のまま 6MW を条件とした。

- 売電容量

NASU 社は、発電機の容量 35MW から工場内需要の 6MW を差し引いた全量を EVN に売電する意向を示している。製糖期は 29MW となるが、非製糖期には最大で 35MW の売電規模となる可能性があるが、現時点では不確実性が高いため、ここでは一律で 29MW としている。

- 稼働期間

稼働期間は、調査開始当初は製糖期である 11 月から 4 月のみ（約 140 日間）発電及び売電する意向であったが、議論を重ねた結果、経済性の観点から設備容量を小さくし、年間 300 日稼働するという方針に変更された。稼働期間は 10 月から 7 月の 10 ヶ月間を予定している。なお、未稼働予定の 8 月と 9 月は、降雨量が多く同系統の水力発電所の稼働率が高くなるため、電力供給量が余剰傾向にあるとの事である。

- 設備費用

設備費用には、ボイラ、タービン、発電機が含まれる。正式な見積りは仕様確定後に取得するが、メーカーからの概算見積りに基づいて算出している。

- 建設費用

建設費用については、他国事例や他社事例を参照し、概算で算出している。

- 借入比率

借入比率は、設備仕様が確定し、プロジェクト全体の費用算出後に決定されるが、NASU 社の親会社である TH Milk 社の基本的な投資方針として、レバレッジを効かせて初期費用の 70% 程度は銀行等から資金を借り入れるとの事である。

- 借入金利

借入金利は、文献調査を参考に決定した。

- 売電価格

ベトナムでは、2014 年 5 月からバイオマス発電を対象とした固定価格買い取り制度（FIT）が施行されている。同制度では、バガス、稲わら、籾殻等のバイオマスを利用して発電した電力は、1 キロワット時（kWh）あたり 5.8 US セント（約 7 円）で EVN が買い取ることを義務付けている。これは、従来型電力の買い取り価格を 1.8 US セント上回った価格である。

- O&M 費用

O&M 費用の前提は、初期費用の 2% とした。ボイラなど本プロジェクトで導入する設備の一部は、製糖プロセスにも使用される。したがって、通常発電事業と比べ、本プロジェクトの O&M 費用は低く見積もるのが妥当だと考え、初期費用の 2% とした。事業を詳細に検討する段階では、製糖事業と発電事業をどう切り分けるかについて、エネルギーフローを参照しつつ、NASU 社と十分に議論する必要がある。

- MRV 費用

MRV 費用のうち Verification（検証）の費用については、ベトナムの JCM の第三者機関（TPE）である日本品質保証機構（JQA）にヒアリングを行った。一般的な価格として 20,000 US ドルと設定した。その他 Monitoring（モニタリング）及び Reporting（報告）の費用については、過去の JCM 調査報告書や CDM の相場を参考に設定し、MRV 合計で 50,000 US ドルと設定した。MRV は、2016 年のプロジェクト開始時から 2020 年までの間実施することとする。

- プロジェクト期間

プロジェクト期間は、既設のバガス発電設備が稼働して15年以上経過していることから、15年間とした。事業性の評価では、参考までに稼働10年のIRRも算出している。

- JCM 設備補助率

JCM 設備補助率は、上限の50%とした。

事業性評価として、①JCM の設備補助なしで実施する場合、②設備のみ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。以下にその検討結果について説明する。

① JCM の設備補助なしで実施する場合

JCM の設備補助なしで実施する場合、10年間のプロジェクトIRRは3%、15年間のプロジェクトIRRは12%、投資回収年数は7.9年となった。キャッシュフロー計算書を以下に示す(表4-4)。

- プロジェクトIRR (10年) : 3%
- プロジェクトIRR (15年) : 12%
- 投資回収年数 : 7.9年

表4-4 JCM の設備補助なしのキャッシュフロー

単位 : US ドル

	収入	支出	キャッシュフロー	累積キャッシュフロー
2016年	0	46,700,000	-46,700,000	-46,700,000
2017年	12,110,400	7,195,100	4,915,300	-41,784,700
2018年	12,110,400	6,900,890	5,209,510	-36,575,190
2019年	12,110,400	6,606,680	5,503,720	-31,071,470
2020年	12,110,400	6,312,470	5,797,930	-25,273,540
2021年	12,110,400	5,968,260	6,142,140	-19,131,400
2022年	12,110,400	5,674,050	6,436,350	-12,695,050
2023年	12,110,400	5,379,840	6,730,560	-5,964,490
2024年	12,110,400	5,085,630	7,024,770	1,060,280
2025年	12,110,400	4,791,420	7,318,980	8,379,260
2026年	12,110,400	4,497,210	7,613,190	15,992,450
2027年	12,110,400	934,000	11,176,400	27,168,850
2028年	12,110,400	934,000	11,176,400	38,345,250
2029年	12,110,400	934,000	11,176,400	49,521,650
2030年	12,110,400	934,000	11,176,400	60,698,050
2031年	12,110,400	934,000	11,176,400	71,874,450

② 設備のみJCM の補助対象となる場合

ボイラ、タービン、発電機の設備のみがJCM の設備補助対象となった場合、JCM 設備補助額は14億3,750万円(12,500,000 US ドル@115円)となる。事業収益性評価の結果、10年間のプロジェクトIRRは9%、15年間のプロジェクトIRRは16%、投資回収年数は6.0年となった。キャッシュフロー計算書を以下に示す(表4-5)。

- 設備補助額 : 14億3,750万円(12,500,000 US ドル@115円)
- プロジェクトIRR (10年) : 9%
- プロジェクトIRR (15年) : 16%
- 投資回収年数 : 6.0年

表 4-5 設備のみ JCM 補助対象となった場合のキャッシュフロー

単位：US ドル

	収入	支出	キャッシュフロー	累積キャッシュフロー
2016年	0	46,700,000	-46,700,000	-46,700,000
2017年	24,610,400	7,195,100	17,415,300	-29,284,700
2018年	12,110,400	6,900,890	5,209,510	-24,075,190
2019年	12,110,400	6,606,680	5,503,720	-18,571,470
2020年	12,110,400	6,312,470	5,797,930	-12,773,540
2021年	12,110,400	5,968,260	6,142,140	-6,631,400
2022年	12,110,400	5,674,050	6,436,350	-195,050
2023年	12,110,400	5,379,840	6,730,560	6,535,510
2024年	12,110,400	5,085,630	7,024,770	13,560,280
2025年	12,110,400	4,791,420	7,318,980	20,879,260
2026年	12,110,400	4,497,210	7,613,190	28,492,450
2027年	12,110,400	934,000	11,176,400	39,668,850
2028年	12,110,400	934,000	11,176,400	50,845,250
2029年	12,110,400	934,000	11,176,400	62,021,650
2030年	12,110,400	934,000	11,176,400	73,198,050
2031年	12,110,400	934,000	11,176,400	84,374,450

## ③ 設備及び建設費用が補助対象となる場合

ボイラ、タービン、発電機の設備に加え、建設費用まで JCM の設備補助対象となった場合、JCM 設備補助額は 26 億 8,525 万円 (23,350,000 US ドル@115 円) となる。事業収益性評価の結果、10 年間のプロジェクト IRR は 16%、15 年間のプロジェクト IRR は 22%、投資回収年数は 5.3 年となった。キャッシュフロー計算書を以下に示す (表 4-6)。

- 設備補助額：26 億 8,525 万円 (23,350,000 US ドル@115 円)
- プロジェクト IRR (10 年)：16%
- プロジェクト IRR (15 年)：22%
- 投資回収年数：5.3 年

表 4-6 設備及び建設費用が JCM 補助対象となった場合のキャッシュフロー

単位：US ドル

	収入	支出	キャッシュフロー	累積キャッシュフロー
2016年	0	46,700,000	-46,700,000	-46,700,000
2017年	35,460,400	7,195,100	28,265,300	-18,434,700
2018年	12,110,400	6,900,890	5,209,510	-13,225,190
2019年	12,110,400	6,606,680	5,503,720	-7,721,470
2020年	12,110,400	6,312,470	5,797,930	-1,923,540
2021年	12,110,400	5,968,260	6,142,140	4,218,600
2022年	12,110,400	5,674,050	6,436,350	10,654,950
2023年	12,110,400	5,379,840	6,730,560	17,385,510
2024年	12,110,400	5,085,630	7,024,770	24,410,280
2025年	12,110,400	4,791,420	7,318,980	31,729,260
2026年	12,110,400	4,497,210	7,613,190	39,342,450
2027年	12,110,400	934,000	11,176,400	50,518,850
2028年	12,110,400	934,000	11,176,400	61,695,250
2029年	12,110,400	934,000	11,176,400	72,871,650

2030年	12,110,400	934,000	11,176,400	84,048,050
2031年	12,110,400	934,000	11,176,400	95,224,450

上記3条件の結果をまとめると、表4-7のような結果になる。

表4-7 設備補助の条件の違いによる事業性評価の比較

	プロジェクト IRR (10年)	プロジェクト IRR (15年)	投資回収年数
設備補助なし	3%	12%	7.9年
設備費用が半額	9%	16%	6年
設備・建設費用が半額	16%	22%	5.3年

投資の決定にはNASU社の親会社であるTH Milk社の承認が必要であるが、①JCMの設備補助なしの場合、15年間のIRRは12%、投資回収年数は約8年と、投資事業としてはあまり魅力的ではない。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。

参考までに、当初NASU社が計画していた60MWの設備を導入した場合についての事業性についても簡易的に評価した。なお、評価のための諸条件については、設備費用等の見積を取得していないため、他国での事例等を参考にした概算となる。条件は、以下の通りである(表4-8)。

表4-8 60MWの事業規模の場合の事業収益性評価の諸条件

項目	条件	備考
発電機容量	60MW	
工場内需要	6MW	
売電容量	54MW	
稼働期間	140日	製糖期のみ運転
年間売電量	181,440,000kWh	
設備費用(ボイラ、タービン、 発電機)	60,000,000 USD	
建設費用	66,000,000 USD	
借入比率	70%	
借入額	88,200,000 USD	
ローン返済期間	10年	
借入金利	9%	
売電価格	5.8 US cent/kWh	
O&M (Operation and Maintenance) 費用	1,260,000 USD	初期費用の1%
MRV (Monitoring, Reporting, Verification) 費用	50,000 USD	
プロジェクト期間	15年	
JCM設備補助率	50%	

60MWの場合の事業収益性評価は、初期投資の半額の補助金が出たとしても、15年のプロジェクト期間では収益が出ない、という結果になった(表4-9)。投資回収年数は21.1年であり、発生する蒸気を製糖事業にも活用する、製糖事業の副産物となるバガスを燃料として活用する等の側面を考慮しても、この条件では事業性があるとはいえない。これは発電規模に対して確保できるバガス量が限定され、十分な稼働日数が確保できないためであると考えられる。外部からのバガス調達などによって稼働日数を増加させることができない限り、現実的でない。

表 4-9 60MW で設備及び建設費用が JCM 補助対象となった場合のキャッシュフロー

	収入	支出	キャッシュフロー	累積キャッシュフロー
2016年	0	63,000,000	-63,000,000	-63,000,000
2017年	10,523,520	18,068,000	-7,544,480	-70,544,480
2018年	10,523,520	17,274,200	-6,750,680	-77,295,160
2019年	10,523,520	16,480,400	-5,956,880	-83,252,040
2020年	10,523,520	15,686,600	-5,163,080	-88,415,120
2021年	10,523,520	14,842,800	-4,319,280	-92,734,400
2022年	10,523,520	14,049,000	-3,525,480	-96,259,880
2023年	10,523,520	13,255,200	-2,731,680	-98,991,560
2024年	10,523,520	12,461,400	-1,937,880	-100,929,440
2025年	10,523,520	11,667,600	-1,144,080	-102,073,520
2026年	10,523,520	10,873,800	-350,280	-102,423,800
2027年	10,523,520	1,260,000	9,263,520	-93,160,280
2028年	10,523,520	1,260,000	9,263,520	-83,896,760
2029年	10,523,520	1,260,000	9,263,520	-74,633,240
2030年	10,523,520	1,260,000	9,263,520	-65,369,720
2031年	10,523,520	1,260,000	9,263,520	-56,106,200

#### (4) 初期投資・維持管理及び MRV に関する資金計画

資金調達については、NASU 社のグループ会社である 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として、これまでに数 10MW 規模の水力発電プロジェクトを 6 件実施した経験があり、資金調達のみならず EVN との接続交渉の経験も豊富である。本調査では、資金調達について IMC 社と議論を実施している。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、様々なオプションを検討するとの事である。親会社である TH Milk 社の信用力によって、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。融資候補金融機関のひとつである IFC とは既に議論を行っており、同行は融資に対して前向きな姿勢である。

#### (5) リスク分析

本プロジェクトの実施において想定されるリスクは、①設備や系統などの技術的なリスクと、②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。

##### ① 技術的なリスク

技術的なリスクのうち設備に関するリスクとしては、現在、NASU 社が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高効率で限られた燃料を有効に活用することが可能であるが、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いという問題がある。特に、雨季に湿度が高くなると、燃料であるバガスの含水率も高くなり、蒸気条件が非常に不安定になる恐れがある。蒸気条件の変化によ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、経験のある技術者による運転管理が必要であるが、現在の NASU 社の運転技術者は 2Mpag クラスの運用経験しか有していない。そのため、海外を含めた外部から経験のある技術者を雇用することが要求される。もしくは、多少の効率低下を許容して圧力が低く、運用リスクの低いタービンを使用するか、どちらかの対応は必要であると思われる。大型製糖工場のあるタイにおいても、10Mpag クラスの発電設備を導入している工場は、一部の工場に限られている。

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に接続した場合、落雷等による停電が発生すると、電流の逆流によって工場の発電設備が故障し、場合によっては生産設備が停止してしまう、という事態に発展してしまう可能性がある。逆流を防止するための設備

は設置されるであろうが、生産設備で使用する電力系統と、売電のため電気事業者の系統に接続される発電設備が同一系統に接続されている限り、このようなリスクは常に残ってしまう。対応策としては、リスクを最小化するために逆潮流を防止するための設備を多重に設置するか、既存の発電設備を引き続き生産設備として活用し、新設の電源系統と完全に分離する、という事が考えられる。最適な対応策について、今後検討していく。

## ② 手続き上のリスク

系統接続及び売電契約に関する手続き上のリスクは、ベトナムの電気行政に関係している。ベトナムでは、1990年代後半より、電気事業を管轄する経済関連省庁等の行政機関や事業主体である電力会社の統合・再編等が頻繁に実施されており、2000年以降は関係法令や各種エネルギー政策が制定されたり、電力マスタープランが見直されたりするなど電気事業を取り巻く環境は刻一刻と変化している（表 4-10 参照）。

表 4-10 ベトナムの電気事業略史

時期	略史
～1994年12月	エネルギー省（MOE）が各電力公社を直接的に管轄
1995年1月	地域電力3社が統合され、ベトナム電力公社（EVN）が設立
	MOEと重工業省・軽工業省が統合し、工業省（MOI）が設立
2004年10月	「電源開発戦略」に係る首相決定
2005年7月	「電力法」が発効
2005年10月	エネルギー規制機関（ERAV）の設立にかかる首相決定
2005年11月	「環境保護法」が発効（1993年環境保護法の改正）
2006年1月	「電力市場改革ロードマップ」に係る首相決定
	「2020年までの原子力長期戦略」にかかる首相決定
2006年7月	EVNがEVNグループとして再編成
2007年7月	MOIと商業省が統合し、商工省（MOIT）が設立
	「第6次電力マスタープラン（PDP6）」に係る首相決定
2007年12月	「国家エネルギー戦略」に係る首相決定
2008年7月	送電会社4社が統合され、国家送電会社（NPT）が設立
2009年1月	「原子力基本法」が発効
2010年2月	配電会社11社が5社に統合・再編
2010年6月	「2030年までの原子力マスタープランの方向性」に係る首相決定
2011年7月	競争的発電市場（VCGM）の試験運用が開始
	「第7次電力マスタープラン（PDP7）」に係る首相決定
2011年11月	MOITの配下にある部署が統合され、エネルギー総局（GDE）が発足
2012年6月	EVNの発電部門が分割され、発電子会社3社が設立

出所：「平成23年度 ベトナム電力事情調査報告書（社団法人 海外電力調査会）」  
「ベトナム 電力調査 2013（ジェトロ・ハノイ事務所）」

2012年6月現在のエネルギーセクター組織図（図 4-4）及び電力セクター体制（表 4-11）が示す通り、電力事業に関係する組織は多様かつ複雑である。従って、本プロジェクトを進めるにあたり、各組織の役割を明確にし、目的に合った組織と調整を進めていく必要がある。

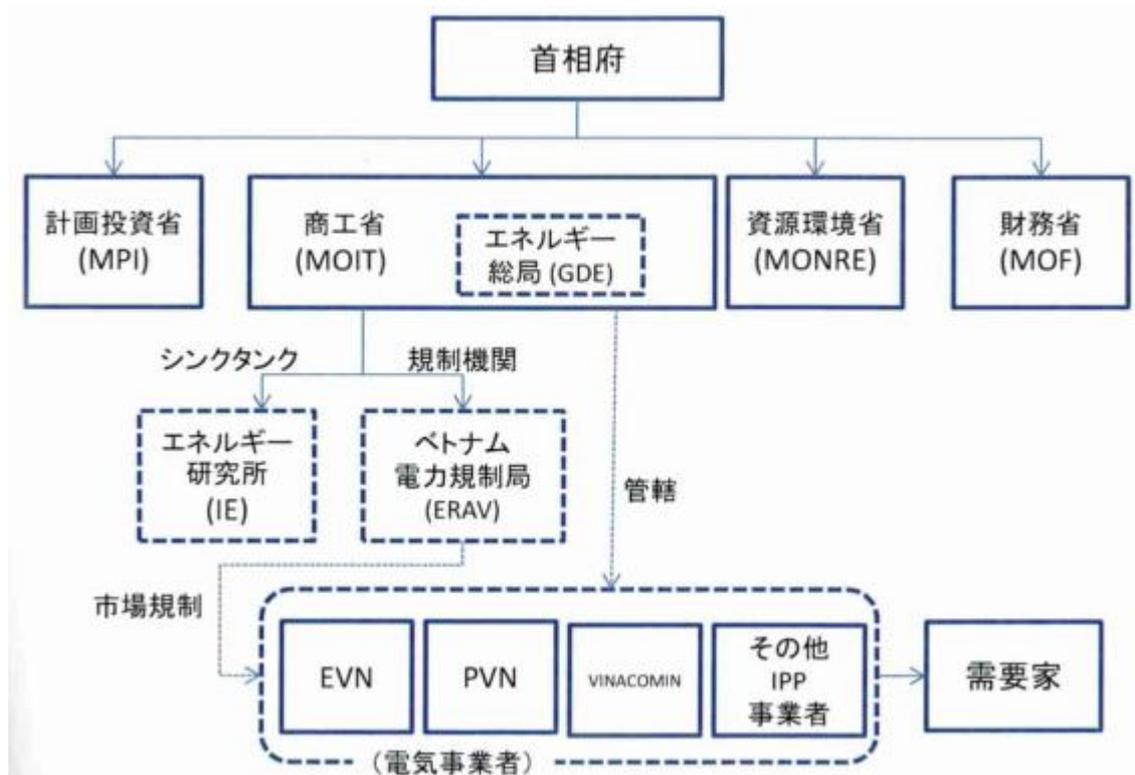


図 4-4 ベトナムのエネルギーセクター組織図

出所：「平成 23 年度 ベトナム電力事情調査報告書（社団法人 海外電力調査会）」

表 4-11 ベトナムの電力セクター体制

役割	組織名	内容
発電	EVN	ベトナム電力公社
	GENCO	EVN 傘下の発電子会社
	IPP/BOT	独立系発電事業者
市場規制	ERAV	ベトナム電力規制局
給電	EPTC	EVN 傘下の電力取引会社
電力買い取り指令	NLDC	EVN 傘下の中央給電指令所
送電	NPT	EVN 傘下の国家送電会社
配電	NPC	EVN 傘下の北部配電会社
	CPC	EVN 傘下の中部配電会社
	EVN Hanoi	EVN 傘下のハノイ配電会社
	EVN HCMC	EVN 傘下のホーチミン配電会社

出所：ベトナム電力調査 2013（ジェトロ・ハノイ事務所）

NASU 社が系統接続及び売電手続きを行うにあたり、確認すべき窓口としては、売電の申込み先、売電事業の許認可先、買い取り価格の交渉先（交渉が必要な場合）、系統接続に係る技術協議先である。これらの対応窓口がどの機関になるか、表 4-12 の電気事業関連期間及び業務概要を参考に考察すると、以下となることが考えられる。

- 売電の申込み先：配電・小売事業者（PC）
- 売電事業の許認可先：電力取引会社（EPTC）
- 買い取り価格の交渉先：ベトナム電力公社（EVN）
- 系統接続に係る技術協議先：配電・小売事業者（PC）

表 4-12 電気事業関連機関及び業務概要

関連機関		業務概要
行政機関	商工省 (MOIT : Ministry of Industry and Trade)	電力マスタープランや電気料金など産業に関する許認可を管轄している。
	ベトナム電力規制局 (ERAV : Electricity Regulatory Authority of Vietnam)	MOIT の内部組織で、電気料金設定等の経済規制やライセンス付与及び紛争解決を管轄している。
	エネルギー総局 (GDE : General Department of Energy)	MOIT の下部組織で、内部組織の新エネルギー・再生可能エネルギー局では新エネ・再エネの開発促進に向けた仕組みや政策の展開等を実施している。
企業	ベトナム電力公社 (EVN : Electricity of Vietnam)	ベトナムの主たる電力セクター企業を傘下に置く EVN グループの統括として、電力マスタープランの作成や電気料金の改定案の作成も実施している。
	国家送電会社 (NPT : National Power Transmission Corporation)	EVN 傘下の企業であり、ベトナム全体の 220kV～500kV 送電設備を保守・運用管理している。
	電力取引会社 (EPTC : Electric Power Trading Company)	EVN 傘下の企業であり、PPA 締結など EVN の電力取引に係る窓口の役割を担っている。
	配電・小売事業者 (PC : Power Corporation)	ベトナム国内に 5 社あり、地域別（北部、中部、南部、ハノイ市、ホーチミン市）に設置されている。各地域の需要家へ電力を供給するとともに 110kV 以下の送配電線の運転・保守、料金収集などの営業業務、地方電化等を実施している。

出所：平成 23 年度 ベトナム電力事情調査報告書（社団法人 海外電力調査会）

上記のように、目的によって対応窓口が複数になる可能性もある。対応窓口を予め確認して調整を進めないと、系統接続及び売電契約の手続きの遅れにより、プロジェクトの開始時期が遅延してしまうリスクがある。上記で想定した対応窓口は、各機関の役割からの推察であるため、目的に応じた適切な対応窓口を確認しておく必要がある。

また NASU 社は、本案件を検討する以前に、既存の発電設備（10MW）の所内消費量を除いた余剰電力 3MW～5MW 程度の売電を検討した経緯がある。この際、NASU 社は EVN に相談をしているが、EVN からは系統連系にあたって下記の条件を提示された。

- NASU 社の負担で、工場の構外に 35kV への昇圧用変電所を設置し、かつその地点から EVN の 35kV 送電線までのアクセス送電線を敷設すること。
- 系統アクセス設備（変電設備及びアクセス送電設備）の所有・維持管理は NASU 社の責任で行うこと。

本プロジェクトは、以前の系統接続の検討時（3MW～5MW）よりも発電規模が大きく（20MW～35MW）、系統接続は 110kV の送電線への接続になることが想定されている。前回の検討時に EVN から提示された条件が今回の売電計画でも当てはまるのであれば、EVN 側で実施する系統アクセス工事は NASU 社が構築するアクセス設備を接続するための既設送電線及び鉄塔の改造工事くらいで、それ以外の系統アクセス設備は NASU 社によって構築しなければならなくなる。アクセス設備の構築に係る工事期間の目安としては、日本で同様の工事を実施した場合、用地交渉を含め

ると3年から5年程度かかるといわれている。現地の視察やNASU社へのヒアリングによれば、用地取得に関しては大きな障害はなさそうであることが推察されるが、例えばEVNとの工事分担など、思わぬところで想定外の障害が発生し、プロジェクト遅延の原因になる可能性は十分にある。この事を踏まえると、本プロジェクトを実施する場合、どの程度の工事期間を想定すべきかについて早めに確認し、早めの対応をしておくべきである。なお、NASU社は、既に電力関係のコンサルティング会社とコンタクトし、これらの問題についての対応方針について、検討を進めているところである。

## 4.2 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る。系統接続から売電契約までの手続きは、次の手順で実施されると考えられる。

- (1) 系統情報の確認
- (2) 事前相談
- (3) 接続検討依頼
- (4) 基本合意
- (5) 契約

### (1) 系統情報の確認

系統連系希望者において最初に実施すべき手続きは、既存の電力系統の情報を確認することである。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、系統接続地点がどこになるかがアクセス設備に掛かるコストや工期に大きく影響する。そのため、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。ベトナムの電圧階級は 220V、380V、440V、6kV、10kV、15kV、22kV、35kV、110kV、220kV、500kV である（平成 23 年度 ベトナム電力事情調査報告書 社団法人 海外電力調査会）が、本プロジェクトの規模は 20MW～35MW であり、その場合の売電容量は所内需要を除いて 14～29MW となるため、系統接続は 110kV 連系となる可能性が高い。110kV 送電線は、NASU 社の敷地境界から約 200m の位置にある。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ことになる。詳細な接続検討にはそれなりの時間と費用を要するため、NASU 社側でも詳細検討に必要な資料提供の準備を終えておく必要がある。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。

容量面から評価した連系制限の有無は、相談時点での系統の空き容量から 16MW～29MW 程度の売電が可能かを確認する。本プロジェクトで発電する電力の受け入れ余地が系統にある事が、プロジェクトを実施するための大前提となる。

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は NASU 社の想定どおりなら 1～2km の間で回答があると思われる。

アクセス送電線敷設の負担者については、前述の通り NASU 社は過去に EVN と相談した経験があり、その時は系統アクセス設備の大部分を NASU 社が負担するとの事であったが、交渉の余地があるのであれば交渉し、責任の範囲、費用、工期を明確に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 NASU 社側で検討を進めた機器詳細仕様等に基づき行われるので、NASU 社はそのための事前検討及び提供資料の準備を終わらせていなければならない。

### (4) 基本合意

一般的に、売電契約において契約まで長期間を要することが想定される場合は、買い取り価格交渉等を切り離し、売電契約の基本合意だけ先に取り付けるケースがある。本プロジェクトでは、FIT によって買い取り価格交渉は基本的には不要であるが、アクセス設備の工事について電気事業者と交渉する可能性がある。その場合は、売電契約の基本合意をする方向で調整していく。

#### (5) 契約

接続検討の結果に問題がなければ、売電に係る契約を申し込むことになる。固定価格買い取り制度（FIT）が開始されているため、NASU 社が EVN の接続検討結果を承認していれば、法令、電気の需給状況、用地事情、天変事変、買い取り価格交渉等の事情がない限り申込みをすみやかに受諾すると思われる。本プロジェクトの場合、買い取り価格交渉が無く接続検討がスムーズに進むことを前提とすれば、接続検討及び契約に費やす期間は NASU 社が見込む通り半年程度で済む可能性もある。しかしながら、買い取り価格交渉をすることを念頭に置いた場合、契約が難航する可能性はある。買い取り価格交渉をするかどうかは、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。

### 4.3 日本技術の優位性

NASU 社の製糖工場は、1998 年に操業を開始しており、当時から稼働している 10MW の BTG (Boiler-Turbine-Generator) システムが現在も稼働している。ボイラは、ABB Australia 社製、タービン及び発電機は、日本企業である株式会社シンコーと西芝電機株式会社のものである。今回のプロジェクトでは、これら全てを新しい日本製設備に置き換えることを考えており、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。まず、バガス利用コージェネレーションシステムにおいて最も重要な機器であるボイラについて考察する。

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。導入されているほとんどのボイラは、低圧または中圧のボイラである。今回導入予定の高温高压ボイラは、それらと比較して、発電効率が低いという大きなメリットがある。図 4-5 にバガス燃料ボイラの圧力による効率の比較の例を示す。

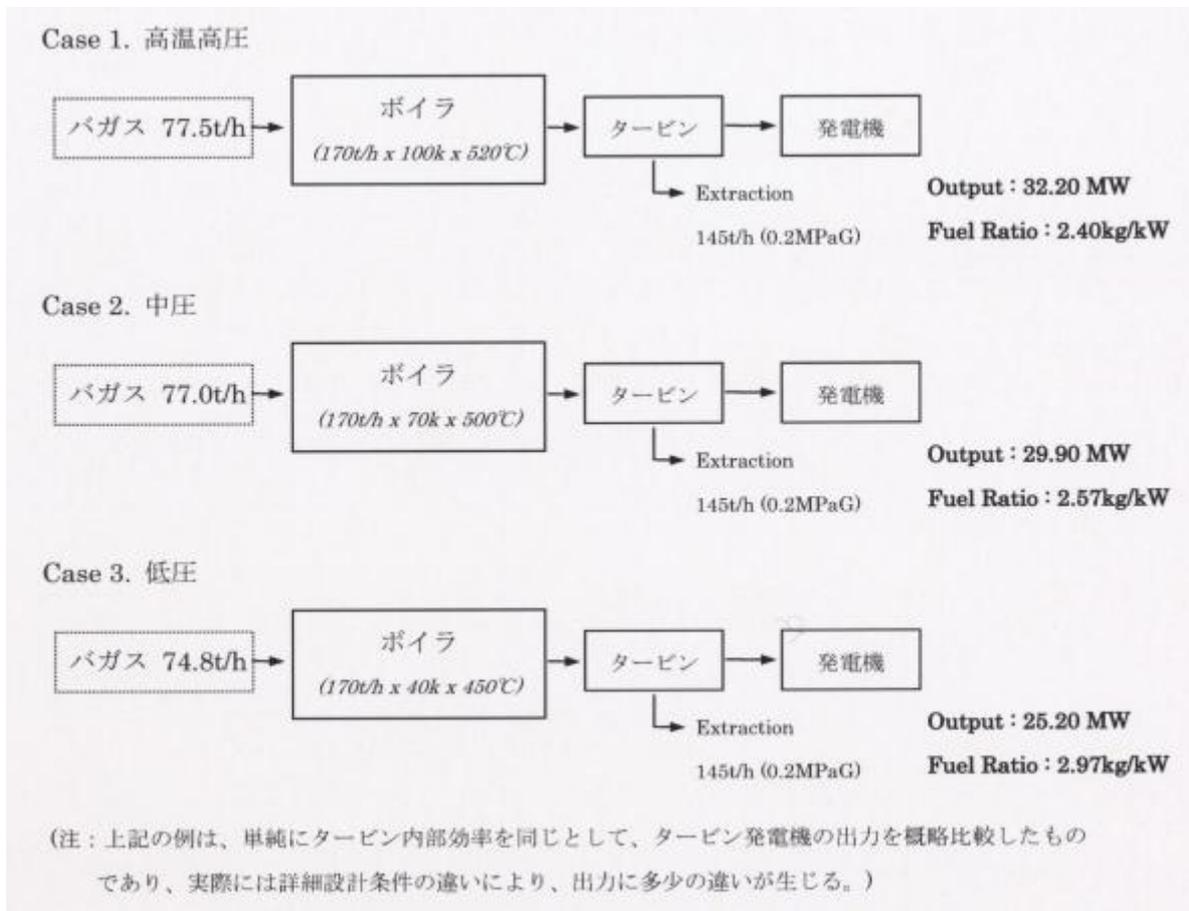


図 4-5 バガス燃料ボイラの圧力と温度による発電効率の比較の例

図中の Fuel Ratio に示されている通り、蒸気の圧力と温度により、バガスの消費量は発電出力に比例せず、高温高压ボイラの発電効率の高さが分かる。

現在のNASU社のボイラの仕様は下記の通りである。

### ABB Australia 製ボイラ

- 蒸気量×圧力×温度 = 175t/h×22bar×300℃、1 缶、1998 年竣工（二胴式シングルパス、メンブレンパネル、スーパーヒーター付き）
- 燃焼方式は Pin Hole Grate、灰出しコンベアはウォータースルータイプ
- IDF（誘導ファン）及び FDF（押込ファン）はタービン駆動
- ボイラ給水ポンプは、モーター駆動、タービン駆動、スタートアップ用モーター駆動の合計 3 台ある
- ボイラの計測制御装置は DCS を適用

この圧力 22bar（2.2 MPa）、温度 300℃の低温低圧ボイラに対して、今回タクマが提案している高温高圧ボイラの仕様は下記のようなものである。

### タクマ製高温高圧ボイラ

- 蒸気発生量 : 165t/h
- 設計圧力 : 12.5 MPa
- 蒸気圧力 : 10.5 MPa
- 蒸気温度 : 520℃
- デザイン : 単胴自然循環縦型メンブレン構造
- 燃焼方式 : トラベリングストーカ
- 燃料 : バガス
- 主要排ガス処理 : 電気集塵装置（EPS）

図 4-6 に高温高圧タイプのバガス燃焼ボイラの概略図を示す。

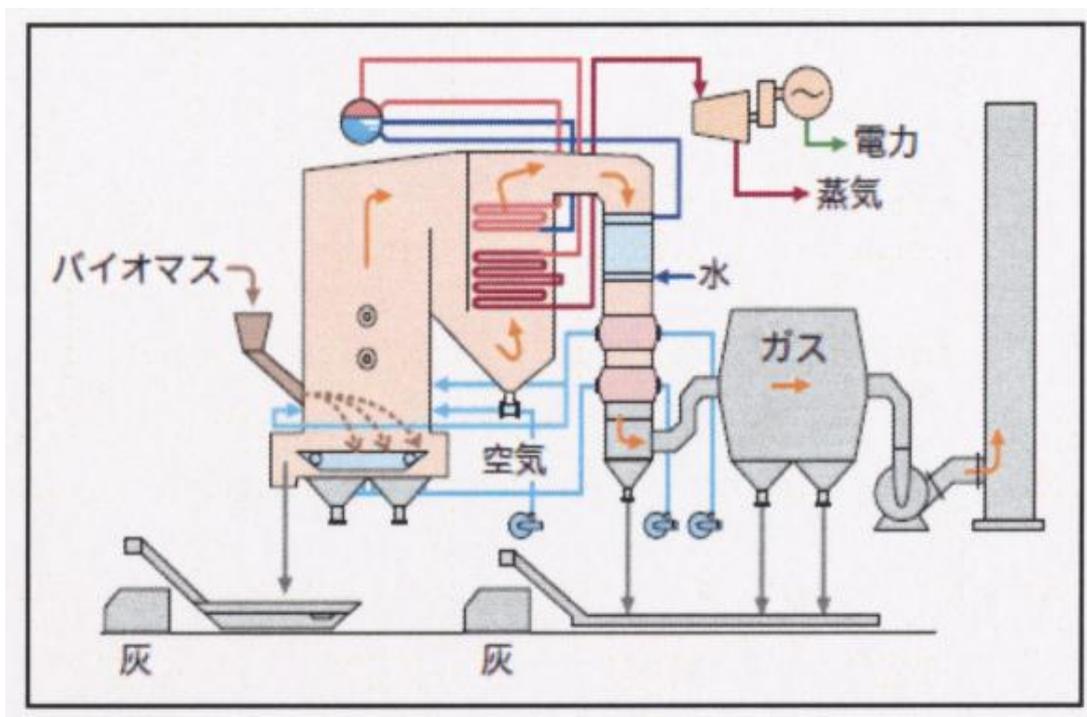


図 4-6 バガス燃焼ボイラ（高温高圧タイプ）のフロー図

今回提案された仕様と同様のバガス燃焼ボイラは、タイにおいて導入実績があり、その蒸気供給により 35MW の発電を行い、製糖工場内及び外部電力系統に電力を供給すると共に工場内への蒸気供給を行っている。タイで導入されたその高温高压ボイラの概観を図 4-7 に示す。



図 4-7 高温高压タイプバガス燃焼ボイラの概観

上記で述べたように、ベトナムの製糖工場では設備規模が小さいため、工場内の蒸気供給を中国製の低温低压ボイラにより賄っており、電力は外部系統から購入しているというのが一般的である。コージェネレーション導入の事例としては、Bourbon Tay Ninh 社（フランス企業との合弁）や KCP 社（インド企業との合弁）がある。この Bourbon Tay Ninh 社のコージェネレーションシステムのボイラは、下記のような仕様である。

#### Bourbon Tay Ninh 社バガス燃焼ボイラ

- 蒸気量×圧力×温度 = 235t/h×45bar×415℃、1 缶
- 発電設備容量 = 24MW（所内用 8MW、系統販売用 16MW）

ここで示される通り、同社のボイラも低温低压仕様であることから、同社は発電効率を高めるために、圧力を 110bar まで上げた高温高压ボイラの導入検討を始めている。

インド企業との合弁企業である KCP 社は、インド製のボイラを用いたコージェネレーションシステムを導入している。このコージェネレーションシステムのエンジニアリングを担当したインド企業の Avant-Garde 社によれば、バガス利用コージェネレーション用ボイラは、圧力が 67bar～110bar、温度は 470℃～500℃程度がインドにおける最新鋭機種といえるようである。

NASU 社では、工場長及び技術部長がインド人であり、常にインド製ボイラが引き合いに出されること、及び上記で述べた KPC 社で導入実績があること、インド製が日本製の強力なライバルとなる可能性が高い。ゆえに、インド製バガス利用コージェネレーション設備について考える。平成 24 年度二国間オフセット・クレジット制度の MRV モデル実証調査「製糖工場における廃熱利用を含むバガス利用発電」は調査対象国がインドであり、インドにおけるバガス利用コージェネレーション技術について、多くの情報が記載されている。同調査によれば、インドにおけるバガス利用コージェネレーションを用いた CDM プロジェクトにおいて導入されたボイラの蒸気圧は、ほぼ全て 80bar 台であるが、100bar を超えるボイラが導入された事例も 1 件ある。

また、中国製の高温高压ボイラについて、NASU 社製糖工場の工場長である Viswanathan 氏（インド人）は、2011 年までインドの製糖工場で勤務していたが、2010 年にその工場中国製の高温高压ボイラ（蒸気量×圧力×温度 = 125t/h×125bar×545℃）を導入した経験があり、その経験に基づき、NASU 社の設備も更新する際には高温高压ボイラにしたいと考えているとのことであった。しかし、同氏は、中国製の導入は考えておらず、補助金がなければインド製が有力候補であろうと考えている。

これらの話から考えると、今回のタクマが提案しているボイラは、圧力 10.5Mpa（105bar）、温度 520℃の蒸気を供給するものであり、ベトナム国内では、他に類をみない高性能であると言えるが、強力なライバルとなるインド製や中国製でも、他国においては、少なくとも仕様書上は同等の製品が提供された実績が示されている。この状況については、ボイラメーカーであるタクマも理解しており、実際に海外での営業時に同等の仕様のもを低価格で提示してくるインド企業や中国企業とぶつかる事例も経験している。そうした中、タクマが同社のボイラの利点として考えているのは、下記のようなことがある。

- 効率の良い蒸気と電力の供給：CO<sub>2</sub> 排出量の削減につながる
- 優れた公害防止対策：排出規制値の遵守
- 高いメンテナンス性：ランニングコストの低減
- 安定した運転：信頼性が高く、長期にわたる連続運転の達成
- 高い燃焼効率：未燃の燃料が少なく、資源の有効利用につながる

このうち、日本製品に最も期待される要素は、高いメンテナンス性と安定した運転を提供する高い信頼性である。外部系統への売電も行うコジェネレーションシステムの場合、システムを構成する主要機器であるボイラの故障が発生すると、売電収入がなくなるだけでなく、蒸気供給がなくなってしまうため製糖工場も停止せざるを得ず、本業の製糖による収入もなくなってしまう。一般的に、製糖工場はサトウキビの収穫期である 11 月～翌年 4 月までの 5～6 ヶ月間しか稼働しないため、その期間に故障が発生すると収益を挽回する機会を持つことができない。ゆえに、設備の信頼性は、事業を行う上で極めて重要な要素となる。

また、製糖工場において導入されるコジェネレーションシステムは、製糖プロセスに蒸気供給を行うことが主要機能の一つであるが、通常製糖プロセスに必要な蒸気条件は低温低圧であることが多い。これに対して、発電ということのみを考慮すれば、蒸気条件は高温かつ高压であればあるほどよいとなり、高効率なボイラ導入を考えた場合、高温高压ボイラの蒸気条件が、製糖プロセスの蒸気条件と大きく異なることが問題となる可能性もある。この場合、製糖プロセス側との調整が必要となり、工場の条件によっては、必ずしも高温高压ボイラを導入できるわけではない。そのため、圧力や温度の基準が、必ずしも「最適な」設備の選択につながるわけではないということは考慮する必要がある。

こうしたことから、ボイラの優位性を圧力や温度によって示される効率のみで示すことが、プロジェクトを実施するにあたって適切かどうか、その都度判断していく必要があると思われる。

次に、タービン及び発電機について考える。NASU 社は、製糖工場に電力と蒸気を供給するため、操業時からコジェネレーションシステムを導入している。そのシステムのタービンは、株式会社シンコー製、発電機は西芝電機株式会社製のものである。既存のシンコー製タービンを図 4-8 に、西芝電機製発電機を図 4-9 に示す。



図 4-8 既設のシンコー製 10MW タービン



図 4-9 既設の西芝電機製 10MW 発電機

これら 2 つの写真に示されるタービン・発電機の仕様は、下記の通りである。

NASU 社製糖工場既設の 10,000kW タービン・発電機

- 形式 : DNG54-70 (ラトー5 段衝動式背圧タービン)
- 仕様 : 10,000kW×5,071/1,500rpm
- 入口蒸気条件 : 2,000 kPag×285℃
- 排気蒸気条件 : 110 kPag
- 蒸気消費量 : 110 t/h

シンコーはこの発電用タービンに加え、製糖工場に運び込まれたサトウキビを剪断するシュレッダータービンを提供している。それを図 4-10 に示す。



図 4-10 既設のシュレッダータービン

このシュレッダータービンの仕様は、下記の通りである。

#### NASU 社製糖工場シュレッダータービン

- 形式 : DNG46-65 (ラトー4 段衝動式背圧タービン)
- 仕様 : 4,000kW×6,814/1,100rpm
- 入口蒸気条件 : 2,000 kPag×285℃
- 排気蒸気条件 : 100 kPag
- 蒸気消費量 : 41.6 t/h

これらの設備は、NASU 社製糖工場操業時（1998 年）に導入されたものである。非製糖時期（5 月～10 月）における工場の点検に加え、5 年に一度、日本から Supervisor を招聘しての点検が行われている。

NASU 社は今回のプロジェクトにおいても、タービン・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、シュレッダータービンを含め、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。コージェネレーションシステムで用いられるタービン・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。もちろん、ボイラが提供する蒸気条件が決まれば、そのエネルギーを最も効率よく利用できる仕様となるが、ボイラの蒸気条件に依存して変化するため、一律な数値基準を設けることが難しいということである。ゆえに、信頼感という感覚的なものが優勢を示す上で重要となる。NASU 社のように、実際の経験に基づく信頼感を顧客が持っていることは、設備選択の際に大きなアドバンテージとなる。

以上で述べたことから、今回導入する BTG システムについて下記のようなことが言える。

- タクマ、シンコー、西芝電機が提供する BTG システムは、現在ベトナムに導入されている全てのバガス利用コージェネレーションよりも高温高圧の蒸気を提供可能であり、高効率であるといえる。
- また、ベトナムの多くの製糖工場で用いられているどの中国製バガス利用ボイラよりも高温高圧の蒸気を供給するボイラであるといえる。
- しかし、競合相手となるインド企業や中国企業が、同等の仕様を有する BTG システムを提供できないかという点、少なくとも仕様上は他国において実績があり、ベトナム国内においても提供できる可能性はある。
- 日本製品が最も期待されていることは、少ない故障、安定した稼働といった「信頼性」である。

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。日本製品の一般的なイメージは、信頼性が高く、安心して使えるが、極めて高いというものである。バガス利用コージェネレーションシステムについて、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、日本製は安くとも 1.5 倍から 2 倍程度はすると思われる。ただし、この価格基準は、最低限の設備だけの価格基準である場合が多く、実際導入するために必要な設備の価格を合計すると、結果的に想定以上の金額になってしまうこともしばしばあるようである。中国製はインド製よりもさらに安価であるものの、「安かろう悪かろう」というイメージももたれているところがある。日本製品の故障が少なく、安定した稼働により、事業における損失の低下、収益の拡大という利点により、高い初期投資が埋め合わせられるということを示すことができれば、現地の人々が持つ日本製品に対する一般的イメージと一致した優位性を示せることになり、競争力を高めることができると思われるが、同一の運転条件での比較が必要など、一般論として数値的な比較をすることは容易ではないだろう。

いずれにしても、今回のプロジェクトオーナーとなる NASU 社は、同社が導入している既設の日本製品の運転実績に基づき、日本製品に対して絶大な信頼感を有しており、蒸気で述べた日本の技術の優位性を理解してくれていると言える。しかし、価格については、やはり「高すぎる」というイメージも持っており、JCM 制度の活用を希望しているという状況である。

#### 4.4 MRV 体制

本プロジェクトの MRV 実施体制は、現時点では表 4-13 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 4-13 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ーは、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  $CO_2$  排出係数 ( $EF_{grid}$ ) の 3 つである。

これら 3 つのパラメーター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 4-11 に示す。



図 4-11 モニタリング体制 (案)

またこれらの特性を、それぞれ表 4-14、表 4-15、表 4-16 にまとめる。

表 4-14 モニタリングパラメーター1：プロジェクトによる外部電力系統への年間電力供給量

Data/Parameter	$EG_y$
Data unit	MWh
Description	The quantity of net electricity generated by the project which is supplied to the grid in year y.
Source of data	The data is monitored by the electrical power meters installed at the suitable locations. It is also crosschecked by the invoices for the sales of electricity.
Description of measurement methods and procedures to be applied	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The data is continuously monitored by the electrical power meters which are validated or qualified based on the national or international standards.</li> <li>• The data monitored is inputted automatically into a spreadsheet.</li> <li>• The electrical power meter shall be calibrated based on national standards, international standards or manufacturer's specification.</li> <li>• A receipt slip and invoice are issued monthly.</li> </ul>

表 4-15 モニタリングパラメーター2：点火剤（化石燃料）の年間消費量

Data/Parameter	$FC_{i,y}$
Data unit	Mass or volume unit/year
Description	The quantity of fuel type i combusted as an ignition accelerator for bagasse-fired boiler in year y.
Source of data	The data is recorded by a reliable monitoring device or prepared by the plant staff as written records
Description of measurement methods and procedures to be applied	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The data should be continuously monitored by reliable mass or volume meters which is validated or qualified by the national or international organization.</li> <li>• If not, the project participants should record the use of fossil fuels as ignitions accelerators as written documents.</li> <li>• As for both monitoring methods, all of the records must be inputted into the spreadsheet.</li> </ul>

表 4-16 モニタリングパラメーター3：ベトナムの電力系統の CO<sub>2</sub> 排出係数

Data/Parameter	$EF_{grid}$
Data unit	tCO <sub>2</sub> /MWh
Description	CO <sub>2</sub> emission factor for the national grid in Vietnam which is connected by the project.
Source of data	The CO <sub>2</sub> emission factor of the grid should be referred to the latest value available at the time when validation/verification is conducted shall be applied. The value is sourced from The latest version of the CO <sub>2</sub> emission factor of the national grid in Vietnam “Study, definition of Vietnam grid emission factor”, published by Department of Meteorology, Hydrology and Climate Change, MONRE and Ozone Layer Protection Centre. If it is not applied, the project shall be instructed by the Vietnamese JCM secretariat.
Description of measurement methods and procedures to be applied	<p>The CO<sub>2</sub> emission factor is published as a official document prepared by the Vietnamese national organization “Department of Meteorology, Hydrology and Climate Change, MONRE and Ozone Layer Protection Centre”</p> <p>The project participants should check the status of issue of the revision of CO<sub>2</sub> emission factor. When they calculate the emission reductions, they should use the latest value for the calculation.</p>

系統へ供給する電力量は、JCM 制度と関係なく、常時モニタリングが行われ、自動的に記録されることになっている。これは、国営電力 EVN に対して電力販売を行う独立発電事業者としての義務であり、その記録に基づいて、EVN から電気の購入代金が支払われるためである。

図 4-11 で示された技術部門の Monitoring Staff は、自動的に記録される電力量の確認と保存状況のチェック、バガス燃焼ボイラ起動時の化石燃料（点火剤）の消費量の記録などが主要な作業となる。発電設備は、24 時間体制で稼働するため、Monitoring Staff は 3~4 名体制で運転及びモニタリングを行う。Monitoring Staff は集計されたデータを毎月 JCM Manager に報告する。

技術部門の Calibration Staff は、電力計などモニタリングに必要な機器に対して、校正作業を担当する。モニタリングで必要となる電力計については、日本工業規格（JIS）に適合したものか、それと同等の国際機関や国家機関の認証を受けたものを使用する。電力計の校正は、「Joint Crediting Mechanism Guidelines for Developing Project Design Document and Monitoring Report（以下 JCM ガイドライン）」に従い、データの精度を±5%以内に維持する必要があるため、測定機器の推奨校正周期に関わらず、最低でも年に 1 回は校正を実施する。校正時にデータの精度が 5%を超えていた場合、JCM ガイドラインに従って 5%の割引を実施する必要がある。割引の期間は、最後の校正から確認した期間までの間の値とし、データの保守性を確保する。さらに再発防止のため、測定機器の変更を含めた対策を検討する。

Technical Division Manager は、Monitoring Staff 及び Calibration Staff の作業を管理し、データの正確性、及び保守性が確保されていることを確認する。

Financial Division Manager は、EVN に対する販売電力量の伝票の管理を担当する。この伝票は、電力計によりモニタリングされた値のクロスチェック用であり、非常に重要なデータである。これらのモニタリング作業の統括をするのが、JCM Manager である。

JCM Manager は、Monitoring Staff 及び Financial Division Manager から報告された毎月のデータをクロスチェックし、モニタリング報告書を作成及び提出する日本エヌ・ユー・エスに年間のモニタリングデータをモニタリング集計表によって報告する。データ集計に使用されたエビデンスには、通し番号が付けて保管され、データ集計表から参照できるようにしておく。データの修正は、JCM Manager の承認によって行われることとする。記録された全てのデータ及びエビデンスは、JCM Manager が電子データと紙媒体の両方を管理し、モニタリング期間終了後 2 年間は保管することとする。JCM Manager が作成するモニタリング集計表は以下のようなフォーマットを想定している（図 4-12）

**JCM Monitoring Data Sheet**

Year: 2016

	Unit	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Quantity of net electricity generated	MWh	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●
Evidence No.		16E①	16E②	16E③	16E④	16E⑤	16E⑥	16E⑦	16E⑧	16E⑨	16E⑩	16E⑪	16E⑫
Invoice by EVN	MWh	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●
Evidence No.		16EV①	16EV②	16EV③	16EV④	16EV⑤	16EV⑥	16EV⑦	16EV⑧	16EV⑨	16EV⑩	16EV⑪	16EV⑫
Checked by													

	Unit	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Quantity of diesel combusted	L	●●	●●	●●	●●	●●	●●	●●	●●	●●	●●	●●	●●
Evidence No.		16D①	16D②	16D③	16D④	16D⑤	16D⑥	16D⑦	16D⑧	16D⑨	16D⑩	16D⑪	16D⑫
Checked by													

図 4-12 モニタリング集計表例

JANUS は、モニタリングプロセスにより記録されたデータ及び伝票の写し等を受け取り、それらの確認作業を行い、Monitoring Report の作成を担当する。また、もう一つのモニタリングパラメーターであるベトナムの電力系統の CO<sub>2</sub> 排出係数についても、適宜チェックを行う作業も担当する。さらに、JANUS は、JCM 関連の様々な作業について、JCM Manager だけでなく、プロジェクト自体の責任者に対しても助言を行うことになっている。

モニタリング機器である電力計については、JCM で必要とされるだけでなく、EVN に対する電力販売事業の根幹となる販売電力量を計測する機器であることから、高い信頼性と耐久性を有する

ものを選択する予定である。電力計に関するモニタリングプロセスについては、発電所の通常業務であり、その担当者は発電所運用の訓練の中でモニタリング技術を身につけていくことになる。

バガス燃焼ボイラの点火剤としての化石燃料の消費量に関するモニタリングについては、現在機器を用いた計測は行われておらず、人による管理であることから、今後それを継続するのか、何らかのモニタリング機器を導入するかはNASU社製糖工場との協議が必要である。

これらのパラメーターについて、JCMの観点から見れば、そのモニタリングデータ及びクロスチェック用の電力販売に関する伝票は、通常の発電所の運用よりも長期の保管が必要なものであり、また情報の形態が電子データと紙という異なる媒体でもあることから、データ及び情報の保管に関しては、管理マニュアルを整備し、JCM Manager及び担当者への周知を徹底することを考えている。管理マニュアルを用いての教育プログラムは、基本的に年に一度、あるいは人事異動があった直後に実施することを考えている。

モニタリング報告書 (Monitoring Report Sheet) は、集計されたモニタリングデータに基づいて日本エヌ・ユー・エスが作成し、TPEに提出する。日本エヌ・ユー・エスでは、モニタリング報告書作成担当者を決定し、NASU社との日常的なやり取りを含めたモニタリングデータの管理を行う。

検証は、ベトナムの認定TPEによって実施される。ベトナムの認定TPEは表4-17の通り全部で5機関ある。

表4-17 ベトナムの認定TPE

番号	名前	妥当性確認のセクトラルスコープ	検証のセクトラルスコープ
TPE-VN-001	Lloyd's Register Quality Assurance Limited	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13
TPE-VN-002	Japan Quality Assurance Organization	1, 3, 4, 5, 9, 10, 13, 14	1, 3, 4, 5, 9, 10, 13, 14
TPE-VN-003	Japan Management Association	1, 2, 3, 4, 6, 8, 9, 14	1, 2, 3, 4, 6, 8, 9, 14
TPE-VN-004	TÜV SÜD South Asia Private Limited	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15
TPE-VN-005	Deloitte Tohmatsu Evaluation and Certification Organization Co., Ltd	1, 2, 3, 4, 5, 8, 10, 12, 13, 15	1, 2, 3, 4, 5, 8, 10, 12, 13, 15

出所：JCM ウェブサイト Vietnam – Japan (<https://www.jcm.go.jp/vn-jp>)

なお、表中にあるJCMのセクトラルスコープとは、以下の技術分野の事である。

- 1：エネルギー産業（再生／非再生）（Energy industries (renewable – / non-renewable sources)）
- 2：エネルギー輸送（Energy distribution）
- 3：エネルギー需要（Energy demand）
- 4：製造業（Manufacturing industries）
- 5：化学工業（Chemical industry）
- 6：建設（Construction）
- 7：運輸（Transport）
- 8：鉱業（Mining / Mineral production）
- 9：金属工業（Metal production）
- 10：燃料からの漏洩（Fugitive emission from fuels (solid, oil and gas)）
- 11：HFC・SF6の製造・消費による漏洩（Fugitive emissions from production and consumption of halocarbons and sulphur hexafluoride）
- 12：溶剤使用（Solvents use）
- 13：廃棄物処理（Waste handling and disposal）

14：植林・再植林（Afforestation and reforestation）

15：農業（Agriculture）

本プロジェクトのセクトラルスコープは、1. エネルギー産業（再生／非再生）に該当するため、ベトナムにおける認定 TPE のいずれの機関も、本プロジェクトの検証を実施する資格を有する。認定 TPE の選定は、プロジェクト開始後、見積価格及び検証時の対応可否によって、NASU 社によって決定されることになる。

## 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

本プロジェクトは、既存の製糖工場において既存のボイラシステムをより高効率かつ大規模なコージェネレーションシステムで置き換えるものであり、バガスをボイラで利用する場合において環境影響上の問題は発生しないと想定された。また、NASU 社は IFC からの資金調達により工場を建設していることから、世銀の開発スタンダードに準拠した形での開発を考えており、ベトナムの法規制は全てクリアしていると考えられるが、本調査では確認のため、該当するベトナム国内の法規制について調査し、確認作業を実施した。

### (1) 当該国における環境法令・制度

ホスト国（ベトナム）における環境法令・制度としてまず検討が必要なものに「環境影響評価通達」がある。同通達は、これまで 2006 年及び 2009 年に発行されてきたが、2011 年 4 月 11 日に環境影響評価（EIA）に関する政府の議定（Decree NO. 29/2011ND-CP）が発行された。これは、中央政府が指定した環境許可が必要な 146 プロジェクトの特定とその対応方法が定められている。EIA 対象事業は、同議定で分類されている。本議定によると、新設の場合全ての火力発電所事業は EIA の承認を受ける必要があるが、本プロジェクトは既存設備の刷新である為、追加の許認可を必要としない可能性が高い。

EIA の承認権限は、かつて事業の特性ごとに、中央政府レベルのプロジェクトは天然資源環境省（MONRE）下部組織のベトナム環境総局（VEA：Vietnam Environment Association）、地方では地方省天然資源環境部（DONRE）内に地方省に設立された VEA 支局へと移管された。しかしながら、行政上管理を司る地方省人民委員会と環境管理を司る VEA の二重構造を留意した上で進める必要がある。[環境省, 2013]

NASU 社製糖工場が事業を始めたのは 1996 年であり、操業時には環境影響評価の対象となっていない。

### (2) 当該事業の環境影響について

当該事業は、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、窒素酸化物や硫黄酸化物等の大気汚染物質の発生は考えられるが、サトウキビの成分を踏まえると、バガス発電しない場合に用いられる従来の化石燃料の燃焼に比べて、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。本事業を実施する際にも、同等の対応が取られるものと思われる。

### (3) 排出基準の管理と対策について

NASU 社では、既存のバガス燃焼設備における産業由来の排ガスについて、以下の対策を行っている。

- Wet Scrubber 導入（一式）による TSP（煤塵）の捕集。
- 排気中の TSP、窒素酸化物、硫黄酸化物、及び排水の分析及び監視。

（規制上の排出レベルについて、例えば TSP は  $400\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$  以下であり、NASU 社もこれに準拠している。）

### (4) 事業実施による間接的な環境影響について

現在製糖工場で余剰したバガスは、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で使用され、使用後はコンポスト化されている。最終的にコンポスト化され、肥料として有効利用されているため、この用途による環境に対する悪影響はないと考えられる。2013 年の TH Milk 社でのバガス使用量は 14,300t に上り、TH Milk 社が NASU 社から 9.0 USD/t で購入している。当プロジェクトの実施により、TH Milk 社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、TH Milk 社はバガスの代替品を調達する必要性が発生する。TH Milk 社によれば、別の製糖工場からバガスを調達する事は困難であり、代替品の候補になるのは木質ウッドチップである

との事である。ウッドチップは、様々な国により様々な種類のウッドチップが生産されているが、その由来によっては違法な森林伐採により生産されたものであったり、違法でなくても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る。TH Milk 社としては、経済的な理由でも NASU 社からバガスを購入したいとの事であるが（TH Milk 社によれば、ウッドチップの相場は 13~30 USD/t との事）、外部からウッドチップを購入することになった際には、間接的にはあるが環境に悪影響を及ぼす懸念が生じる。ウッドチップ購入の意思決定は TH Milk 社によって行われるため、ウッドチップ選定への関与の余地は低いが、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。現地調査時に確認した、TH Milk 社におけるバガスの利用状況の写真を以下に示す（図 4-13）。



図 4-13 TH Milk 社におけるバガスの利用状況

#### (5) 事業の実施によるホスト国の持続可能な開発への寄与

ベトナムにおける電力事情は、近年電力不足が解消されつつあるものの、経済発展の速度が速く電力供給インフラの開発が滞れば供給が厳しい状況になる可能性が高い。今後整備されていく発電所も石炭火力とガス火力という化石燃料に依存する傾向が強い一方で、資金・技術・運営上の問題に加え低炭素成長を掲げる同国の政策と相反する。その中で温暖化ガス削減に貢献し、国内資源の有効活用にも貢献する再生可能エネルギーの導入は期待されるものの、安価な売電価格、資金調達の困難さから導入は進んでいない。

本プロジェクトは、再生可能エネルギー利用（あるいは廃棄物利用）発電設備を導入するというものである。これは電力の安定供給に貢献することになる。また、同プロジェクトの EPC は現地法人が実施することから、現地の経済活性化にも貢献できる。JCM により、バガス利用コジェネレーションの普及が進めば、これらの貢献はさらに大規模なものへと成長していくことが期待される。このようにベトナムの製糖産業へのコジェネレーション設備導入は、国としての環境保全並びに持続可能な経済成長への寄与が期待される。

## 4.6 今後の予定及び課題

本プロジェクトは、2013年の夏、NASU 社側から JCM 制度を活用し、日本製のバガス利用コージェネレーションシステムを導入したいという連絡があり、そこから始まった。当時の社長、工場長、技術部長と共に議論し、本調査の準備を進め、実際に調査を始めることとなった。

本調査を始める段階で、タービン／発電機セットについては、NASU 側からの要望により、実際に彼らが導入し運転している既存のコージェネレーションシステムと同じメーカーである株式会社シンコー及び西芝電機株式会社を候補とした。NASU 社は、これら 2 社の製品に対して、導入後 15 年以上経過したにもかかわらず、一度も故障していないということで、極めて高い信頼感を持っている。コージェネレーションシステムの要となるボイラについては、タイなどにおいて製糖工場への導入実績を有する株式会社タクマの製品を候補とすることに決めた。また、NASU 側がエンジニアリング会社を用意していないということであったため、日揮の子会社である JGC Vietnam が EPC コントラクター候補として考慮し、さらにベトナム国営電力に対する売電契約について知見を有する東北電力に系統接続に関するアドバイザーとして加わってもらい、調査体制を構築することとなった。

調査開始段階では、NASU 側からは発生する全てのバガスを利用し、可能な限り高効率なボイラを導入し、できる限り多くの電力を系統に販売したいという要望のみであったことから、まずは導入するバガス利用コージェネレーションシステムの仕様を決めることから始めた。しかし、キックオフミーティングを実施し、情報をやり取りするための NDA（秘密保持契約）を結ぼうという話をしている途中で、当時の社長が退任、その後工場長も退任するという事態になり、事業を引き継いだ NASU 社の親会社である TH Milk グループのグループ会社 IMC（投資会社）の社長と協議を続けるものの、うまく進まない状態にあった。

ところが、2014 年 12 月に新しい社長が就任することになり、それと同時に新しい工場長も決まり、改めて、本プロジェクトの経緯と進めるための打合せを同月に 2 回実施した。その打ち合わせにおいて、下記の内容について合意をした。

- 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 IFC とも面談の結果、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 PECC1 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。

## 5. JCM 方法論作成に関する調査

### 5.1 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ー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 5-1）。

表 5-1 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。助燃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 15% 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
要件 3	プロジェクトで燃料として使用するバガスは、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 100kg/cm <sup>2</sup> 以上、蒸気温度 520℃ 以上とする

「要件 1」はプロジェクトが製糖工場から排出されるバガスを燃料としたプロジェクトであることを規定するものである。「要件 2」は、プロジェクトの種別に対する適用範囲を規定するものである。「要件 3」は、嫌気性状態による保管などにより発酵が生じ、メタンなどの温室効果ガスが発生することがないようにするための規定である。しかし、バガスは屋外で山積みの長期保存を行った場合、残っている砂糖成分が溶け出し、圧密状態となり、燃料や肥料としての有効活用するためには追加的な加工が必要となってしまうため、製糖工場でも長期的保存をしている例はほとんどない。

「要件 4」はリファレンスシナリオをよりシンプルかつ保守的にするためのものであり、この要件により、リファレンス排出量が系統電力代替という視点から算定できるものとなっている。

「要件 5」は、プロジェクトで導入するボイラとして、日本製品が選択されるための要件である。上記でも記載しているが、タクマが近年タイのバガス利用コージェネレーションプロジェクトに対して納入したボイラの実績値、及びライバルとなるインド製ボイラの情報に基づき、数値を設定している。

本プロジェクトでは、蒸気タービン及び発電機についても日本製品の導入を考えているが、それ

らの仕様がボイラの仕様にに基づき決定されることから、適格性要件案の作成においては考慮から外している。

表 5-1 に示した適格性要件案は中間報告書に記載し、中間報告レビューを受けている。その際に次に示す2つのコメントを受けた（表 5-2）。

表 5-2 中間報告レビューにおける適格性要件に関する委員会指摘事項

指摘事項 1	日本メーカーの技術上の強みを反映する観点から、機器の要件を適格性要件の項目に追加することも含めて検討を進め報告ください。
指摘事項 2	要件 5 のボイラ仕様について、ベトナムにおける市場占有率を含めた定量的な評価を検討し、報告してください。

#### 指摘事項 1 について

NASU 社及び IMC 社と暫定的に合意できている設備は、株式会社タクマが提供するバガス燃焼ボイラ、株式会社シンコーが提供するタービン・発電機セットである。その仕様を表 5-3 にまとめる。

表 5-3 ボイラ及びタービン・発電機セットの仕様

バガス燃焼ボイラ	
Steam generation at boiler maximum continuous rating (MCR)	165,000 kg/h
Design pressure	12.5 MPaG
Steam pressure at S/H outlet	10.5 MPaG
Steam temperature at S/H outlet at MCR	520±5°C
Feed water temperature (at deaerator outlet)	110°C
Feed water temperature (at deaerator inlet)	50 – 100°C
Combustion air temperature	30°C
Boiler Efficiency based on L.C.V. at MCR	90%
Low calorific value	7,750 kJ/kg
Fuel consumption at MCR	70,100 kg/h
Draft system	Balanced draft system
Combustion system	Traveling stoker with pneumatic spreader
Emission level of TSP	Lower than or equal to 120 mg/m <sup>3</sup> N
Emission level of NO <sub>x</sub> as NO <sub>2</sub>	Lower than or equal to 200 ppm
Emission level of SO <sub>x</sub> as SO <sub>2</sub>	Lower than or equal to 60 ppm
蒸気タービン	
Output	35,000 kW × (4,700) /1,500 rpm
Type	Horizontal rateau multi-stages bleeding, extraction & condensing type
Steam inlet	103 barA × 515°C × 165 t/h
Bleeding (1st)	8.0 barA × 216°C × 20 t/h
Extraction (2nd)	2.7 barA × 130°C × 100 t/h
Exhaust	0.1 barA
Gland seal	Labyrinth packing with steam sealing device
Governor	Woodward Digital 505E
R/G AGMA S.F.	More than 1.3
発電機及びパネル	
Output	35,000 kW × 1,500 rpm
Type	Totally enclosed type with air – water cooler

P.F.	0.8
Voltage	11,000 V, 50 Hz
Enclose	IP – 54
Insulation	F – class (Temp. Rise: B – class)
Complete with	- 1. Generator Control Panel
	- 2. Exciter Panel
	- 3. NGR Panel
	- 4. Battery & Charger Panel
復水系設備（真空復水器 1台）	
Type	Shell and Tube, Surface condenser with hote well
Cooling surface	1,080 m <sup>2</sup>
Cooling water required	3,320 m <sup>3</sup> /h
Cooling temperature	34 (Inlet) / 41 (Outlet)°C
Cleanness factor	80%
Tube material	Titanium
復水系設備（真空ポンプ 2台）	
Type	Horizontal, double suction with air ejector & cooler
Extraction Quantity	12.7 m <sup>3</sup> /h × 690 mmHgV
Cooling water required	20 m <sup>3</sup> /h
Cooling temperature	34 (Inlet) / 36 (Outlet)°C
Electric motor	30 kW × 1,500 rpm
	AC380 V × 50 Hz × 3 phase
復水系設備（復水ポンプ 2台）	
Type	Vertical three stages, centrifugal, Mechanical-seal
Capacity × Head	60 m <sup>3</sup> /h × 50 m
Electric motor	18.5 kW × 1,500 rpm、
	AC380 V × 50 Hz × 3 phase

表 5-3 に示した機器は、ボイラとタービン・発電機セットの2つに大別できるが、それらは下記の規格・規準類に準拠している（表 5-4）。

表 5-4 ボイラ及びタービン・発電機セットが準拠する規格・規準類

設備名	規準・規則類
バガス燃焼ボイラ	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Japanese Industrial Standards (JIS)</li> <li>- Japanese Electrotechnical Committee (JEC)</li> <li>- International Electrotechnical Committee (IEC)</li> <li>- Standard of Japanese Electric Machine Industry Association (JEM)</li> <li>- Japanese Cable Makers Association Standards (JCMS)</li> <li>- Other Japanese Standards</li> <li>- American Standard of Mechanical Engineers (ASME)</li> <li>- American National Standards Institute (ANSI)</li> <li>- American Society for Testing and Materials (ASTM)</li> <li>- National Electrical Manufacturers Association (NEMA)</li> <li>- Instrument Society of America</li> <li>- Manufacturer's Engineering Standards and Practices (MESP)</li> <li>- Korean Industrial Standards (KS)</li> </ul>
タービン・発電機セット	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Japanese Industrial Standards (JIS)</li> <li>- Japanese Electrotechnical Committee (JEC)</li> <li>- Standard of Japanese Electric Machine Industry Association (JEM)</li> <li>- American Gear Manufacturers Association (AGMA)</li> <li>- Maker's Standard</li> </ul>

表 5-3 に示す各設備の仕様は、プロジェクトサイトにおける環境基準等を十分に満たすものであり、表 5-4 に示す規格・規準類は、国内だけでなく国際的に用いられているものも含まれており、ベトナムにおいて要求される規格・規準を満たすものとなっている。このように、今回導入を考えている設備は、バガス利用コジェネレーションシステムとして要求される要件をすべて満たすよう設計されており、同国で一般的に用いられている中国製バガス燃焼ボイラ、あるいは数例しかない既存のバガス利用コジェネレーションシステムよりも高性能な仕様となっている。ゆえに、適格性要件案では、バガス燃焼ボイラについて、高効率であることを示す指標である圧力と温度を基準値（ベンチマーク）として採用している。しかし、後に述べるが、このボイラ性能に関するベンチマークの値も、工場側で必要となる蒸気条件を考慮した場合、達成できない可能性もあることから、最終的には工場に最適な設計を行った後に再検討が必要となるだろう。

タービン／発電機セットについては、ボイラの仕様に合わせて設計されるため、CO<sub>2</sub>削減に貢献すると思われる効率などを考える場合、同じ仕様のボイラに対して設計されたタービン・発電機セットの仕様を比較する必要があることから、指標を設定することは難しく、タービン・発電機に関する新たな指標の導入は考慮しないこととした。

### 指摘事項 2 について

ベトナム国内には、産業を問わなければ無数のボイラが導入されていると思われるが、ボイラに関する統計情報は整備されておらず、関連情報を入手することができないため、製糖産業のみについて考える。現在、ベトナム国内には 39 カ所の製糖工場がある。それらの一覧を表 5-5 に示す。

表 5-5 ベトナムにおける製糖工場の一覧と 2011/12 年製糖実績

	会社名	原料処理能力 (TCD)	年間原料処理量 (t)	年間産糖量 (t)
1	Son Duong	2,150	221,700	21,600
2	Cao Bang	1,000	105,400	10,600
3	Son La	1,500	125,500	13,500
4	Hoa Binh	1,000	58,000	5,500
5	Lam Son	7,000	756,700	91,000
6	Viet Nam – Taiwan	6,000	386,800	40,450
7	Nong Cong	2,000	193,300	21,240
8	Tate & Lyle	9,000	427,000	48,000
9	Song Lam	500	54,200	5,660
10	Song Con	2,500	302,000	28,850
11	Quang Phu	不明	不明	不明
12	Pho Phong	2,500	255,200	22,600
13	An Khe	7,000	728,000	70,300
14	Binh Dinh	3,000	494,000	47,500
15	KCP	6,000	779,000	63,000
16	Tuy Hoa	1,500	220,000	19,500
17	Ninh Hoa	3,000	395,000	39,000
18	Khanh Hoa	8,000	560,000	54,000
19	Gia Lai	2,500	290,500	26,450
20	Kon Tum	1,500	180,000	18,480
21	333	1,800	250,000	24,000
22	Dak Nong	1,500	208,000	23,430
23	Phan Rang	1,000	109,000	9,150
24	Viet Nam Sugar	1,200	77,500	5,780
25	Bien Hoa	1,350	204,000	16,800
26	La Nga	2,200	250,000	21,000
27	Hiep Hoa	2,000	267,000	19,500
28	Bien Hoa Tay Ninh	3,500	430,000	35,030

29	Bourbon Tay Ninh	8,000	920,000	81,500
30	NIVL	4,500	655,000	49,000
31	Nuoc Trong	1,000	218,000	19,100
32	Soc Trang	2,500	370,000	31,500
33	Kien Giang	1,000	104,000	7,140
34	Ben Tre	2,000	280,700	21,340
35	Can Tho	5,800	920,000	82,000
36	Con Long My Phat	2,000	187,400	14,510
37	Ca Mau	1,000	142,800	11,320
38	Tra Vinh	2,200	345,200	31,130
39	Tay Nam	不明	不明	不明

出所：MARD「砂糖・サトウキビ年次報告」

製糖産業で導入されているボイラについても統計情報は整備されていないため、NASU 社に対してヒアリングしたところ、表 5-5 に示された 39 カ所の製糖工場は、全ての工場はバガスを燃料とするボイラを導入しており、製糖工場への蒸気供給を行っているとのことである。そのバガス燃焼ボイラの多くは中国製であり、故障の多さ、効率の悪さが問題となっているようである。外資との合弁会社や大規模な国営企業が外国製のボイラを導入しており、それらの製糖工場を表 5-6 に示す。

表 5-6 ベトナムにおいて、中国製以外のボイラを導入している製糖工場

製糖企業名	工場の処理能力	ボイラ製造業者	ボイラ製造国
Nghe An Sugar LLC, Nghe An	8,400 TCD	ABB Power Generation	Australia
Bourbon Sugars TTC Group, Taynin	8,000 TCD	John Thompson	Australia
Bien Hoa, Taynin	3,500 TCD	John Thompson	Australia
Camrinh CASUCO	6,000 TCD	John Thompson	Australia
Lamson Sugar Joint Stock Company, Thanh Hoa	10,000 TCD	ISJEC	India
KCP Vietnam Sugar Industries, Thuy Hoa	5,000 TCD	KCP	India

これらに示した工場のうち、バガス利用コジェネレーションシステムの導入が確実に分かっているのは、今回のプロジェクトサイトである NASU 社、その他に Bourbon 社、KCP 社の 3 社であるが、その 3 社の既存のコジェネレーション設備の性能よりも、遙かに高い性能のボイラを今回は提案している。さらに、上記で示したようにベトナムの製糖産業において、日本製ボイラの導入実績はないことから、今回のプロジェクトでは、ベトナム製糖産業にとっては初めての事例（高性能な日本製ボイラの導入）となるものである。

また、性能指標などを統計情報や市場占有率に基づいて、ベンチマークとするようなことも考えられるが、そうする場合に以下のような問題が考えられる。

- ボイラに関する統計情報は整備されておらず、蒸気温度や圧力などについて平均的な値などベンチマークとして使えるような数値を設定することが困難
- ボイラを含むコジェネレーション設備の競争相手となるインドや中国企業の提供する最新設備は、少なくとも仕様上は日本製ボイラと同等のものを提案してくる

このようなことから、市場占有率などの統計情報に基づく定量的な指標を適格性要件として採用することは困難と判断した。

本調査において作成した MRV 方法論案は、ベトナム国 JCM の認定 TPE である日本品質保証機構 (JQA) によるレビューを受けた。そのレビューの中で適格性要件についてのコメントが出され、それらを表 5-7 に示す。

表 5-7 JQA のレビューにおいて適格性要件につけられたコメント

適格性要件	コメント
Criterion 1	<ul style="list-style-type: none"> <li>● “a firework fuel”（助燃剤）という言葉が使用されているが、これが点火剤／着火促進剤を意味しているのであれば、igniting agent / ignition accelerator等の言葉を用いることが適当である。</li> <li>● また”lower than 15%”という記載があるが、これを点火剤／着火促進剤のみの消費量の上限と考えると過剰に見積もられている可能性があり、その根拠を示す必要がある。一方、助燃剤が実際に使用される場面が想定されるのであれば、全体を見直すべきである。総じて、想定される設備の仕様等を再度確認し、方法論に反映すべきである。</li> <li>● 和文要約版には次に相当する記述が含まれていないため、見直しが必要である。”It shall not include municipal wastes or the other wastes”</li> </ul>
Criterion 2	既存コジェネ設備の規模拡張の場合、拡張部分を「新設」とするのかが不明である。既存設備と同等規模での「新設」、「置き換え」を基本とするのかどうか、リファレンスシナリオとの関係で考慮が必要ではないか。
Criterion 3	バガスの保管に関する要件については、その本来の目的が「嫌気性環境下におけるメタンガス発生の防止」にあると考えられる。よって、その趣旨が正しく伝わるような条件を記述するのが妥当ではないか。
Criterion 4	<p>“The project must not only supply electricity and heat to the sugar factory, but”との記載があるが、熱（蒸気）部分は本方法論の対象外であるため、誤解を生まないような表現が必要である。しかし、前述したように蒸気ボイラを考慮する場合は、電力と熱（蒸気）の供給が基本となるので、検討が必要である。また、グリッドへの電力供給が協調されているため、設備代替による GHG 削減プロジェクトと言うより、むしろ発電事業プロジェクトの印象が強い。</p> <p>CHP で供給できる電力／熱の比、製糖工場における電力と熱（蒸気）の需要量、及びボイラ燃料となるバガスの量的関係が不明なため、CHP の導入規模やその効果について一義的に定めることができず、その結果、Criterion 4 の内容も変わる可能性がある。</p>
Criterion 5	“The pressure of steam from the boiler installed by the project to combust bagasse shall be 100 kg/m <sup>2</sup> or more. The temperature of that shall be 520°C or more”との記載があるが、導入されるバガス燃焼ボイラをこのような仕様とする根拠（例えば、発電用ボイラ等）について、何かしらの補足が望ましい。また単位表示を国際単位系（SI）等に合わせるかどうか考慮すべきである。

これらのコメントについて、下記で検討していく。

#### Criterion 1 についてのコメント

一般的に、ベトナムにおけるバガス燃焼ボイラの運用において用いられる化石燃料は、工場稼働開始時にボイラ内のバガスを着火させるのに使用されるものだけである。これは、プロジェクトサイトである NASU 社の製糖工場においても確認している。ゆえに、「助燃剤」という表現は正しくなく、JQA の指摘どおり適格性要件における”firework fuel”という表現を JQA のコメントである”igniting agent”あるいは”ignition accelerator”に変更する。

上記で述べた通り、使用される化石燃料は点火剤としてのみであり、いわゆる常時あるいは頻繁に使用されるような「助燃剤」を用いることはないことから、JQA が指摘しているように「燃料の 15%以下」という値は大きすぎると思われる。ゆえに、この値の引き下げを検討することとし、点

火剤としての使用であれば、燃料として使用するバガスの 5%を超えることはないだろうということから、「燃料の 5%以下」とすることになった。

MRV 方法論案（英語版）に存在する”It shall not include municipal wastes or the other wastes”に該当する日本語が、和文要約版に存在しないということが確認できたので、その和訳に相当する文章を加えることとした。

### Criterion 2 についてのコメント

「適格性要件 2」は、導入されるバガス利用コジェネレーションのプロジェクトあるいは製糖工場における位置付けを明確にするための記述である。基本的には、今回の調査の対象プロジェクトである NASU 社のバガス利用コジェネレーションプロジェクトを想定し、作成している。

本プロジェクトは、既存の古いバガス利用コジェネレーション設備（設備容量 10MW であるが、完全な独立電源として、製糖工場が必要とされる電力（6MW）と蒸気（175 t/h）の供給を行っている。常時 6MW の発電しか行っていない。）では、発生するバガスの一部しか使用されていないことから、製糖工場から発生するバガスの全量を使用できるコジェネレーションシステムを導入し、従来どおりの工場への電力と蒸気の供給と同時に外部系統への電力販売を行うというものである。導入予定のコジェネレーション設備の現時点での想定出力は 35MW であり、この設備を新規導入し、古い設備は撤去するというプロジェクトである。NASU 社やボイラメーカーの話によれば、バガス利用コジェネレーションを有する一部の製糖工場は、設備の古さなど NASU 社と同じ問題を抱えており、同様のことを考えているようである。

ベトナムの多くの製糖工場は、コジェネレーションを導入しておらず、バガス燃焼ボイラにより工場への蒸気供給を行っているのみである。しかも、古い中国製の設備であり、新しく高性能なボイラを用いたコジェネレーション設備に対する期待は大きい。こうした背景のもと、ベトナムの一般的な製糖工場を想定し、設備の新規導入、既存設備のリプレイス、既存設備の規模拡張という 3 つの導入方法及びその組み合わせという条件を設定している。本プロジェクトは、設備の新規導入が基本であるが、導入する設備は規模を拡大するものである。従来の設備で行っている製糖工場への電力と蒸気の供給については、新規の設備でも行い、従来と異なる活動は、系統への電力供給である。

以上のことを考えると、JQA のコメント対応として、「コジェネレーション設備を有する製糖工場においては、設備容量の拡大がなければならない」という内容を加えることとする。

### Criterion 3 についてのコメント

このバガスの保管期間に関する要件は、バガスなどのバイオマスを嫌気性環境下で保管した場合、発酵が生じ、温室効果ガスであるメタンガスが発生するという状況を防止するために加えたものである。JQA の指摘もまさにこの部分であり、MRV 方法論案では、この内容が明確に伝わるよう発酵防止に関する記述を含めることとする。

### Criterion 4 についてのコメント

要件 4 は、リファレンスシナリオをよりシンプルにし、かつ保守的に設定することを目的としている。今回のプロジェクトの対象となる NASU 社の製糖工場は、既に操業時からコジェネレーション設備を導入し、工場に必要な電力と蒸気の供給を賄っている。電力については、工場に関わる設備への電力供給は、外部系統とは切り離されており、完全に自家発電により電力供給は確保されている。この状態でも大量のバガスが余っており、周辺の農家への肥料としての供給及び親会社である TH Milk 社の牧場に対する牛の寝床用としての提供しているのが現状である。TH Milk 社は世界最大規模（牛 30,000 頭を飼育）の牧場を有しており、バガスの受け入れは問題なく行われている。この大量に発生するバガスを全量用いて、大規模なコジェネレーションシステムを導入し、従来どおりの工場への電力と蒸気の供給に加え、新たに外部系統への売電事業を行おうというのが NASU 社の希望である。こうした背景に基づき、かつ方法論をシンプルにするということで、電力系統へ

の販売電力のみを GHG 排出削減の対象とすることを狙い、要件 4 の内容を決めている。

ベトナム国内の製糖工場における蒸気供給について、化石燃料を用いたボイラが使用されているかどうか、NASU 社に確認したところ、全ての製糖工場はバガスを燃料としたボイラを有しており、少なくとも蒸気供給については、そのバガス燃焼ボイラで行っているとのことである。しかし、コージェネレーションを導入した事例は少なく、NASU 社を含めて数社のみのものである。一般的に製糖工場において発生するバガスの量は、その製糖工場が必要とする蒸気を供給する燃料として消費するには十分すぎるものとなる。ゆえに、多くの製糖工場は、発生するバガスを利用したコージェネレーション設備を導入し、工場への蒸気と電力の供給と同時に外部系統への電力供給、つまり IPP（独立電気事業者）として電力販売事業を手掛け、収入を増やしたいと考えている。ゆえに、バガス燃焼ボイラによる蒸気供給については、ベースライン（既存のほぼすべての製糖工場が行っている）として考えることが適切と判断し、リファレンスシナリオからの考慮は外しているものの、導入する設備としてはコージェネレーションが好ましいと考え、今回のような記述としている。

バガスの量と出力の関係は、バガス燃焼ボイラの効率に依存すること、そしてそのボイラはコージェネレーションシステムであれば、製糖工場との取り合い、つまり工場側の仕様の影響も受けることから、バガスの量のみによって規定されるわけではいことから、コージェネレーションシステム（CHP システム）のバガスと CHP 導入規模を一義的に決めることは困難である。ゆえに、CHP の規模とバガスの量に関するコメントについては、当初の記載のままとする。

### Criterion 5 についてのコメント

適格性要件 5 については、可能な限り機器の性能など客観的に技術的優位性を評価できるような定量的条件を入れるという方針に基づき、今回のプロジェクトの設備について検討した結果、導入するボイラが高効率であることを示す指標となる蒸気圧力と蒸気温度を採用している。その根拠について説明する。

圧力 100 kg/cm<sup>2</sup>、温度 520°C という数字は、株式会社タクマから提案のあった暫定的なバガス燃焼ボイラの仕様に基づくものである。そのボイラ仕様を以下にまとめる。

(株) タクマ製バガス燃焼ボイラ：

- 最大連続定格蒸気発生量 : 165 t/h
- 設計圧力 : 12.5 MPaG
- 蒸気圧力 : 10.5 MPaG
- 蒸気温度 : 520±5°C
- 給水温度（脱気装置出口） : 110°C
- 給水温度（脱気装置入口） : 50 - 100°C
- 燃焼用空気温度 : 30°C
- 最大連続定格時ボイラ効率 : 90%（低発熱量）

このボイラ仕様に対して、ベトナム国内の製糖産業のボイラに関する下記のような状況がある。

ベトナム国内の製糖産業におけるボイラの状況

- ベトナム国内の 39 カ所の製糖工場のうち、外国製のボイラを導入しているのは、今回の対象サイトである NASU 社を含め 6 カ所程度。残りはすべて中国製ボイラを導入している。
- NASU 社製糖工場における現在の主蒸気系統のヒートバランスを図 5-1 に示す。既存のコージェネレーションシステムは製糖工場のシュレッタータービン、ポンプなどの駆動用エネルギー及び製糖プロセスへの蒸気を供給しているが、その条件は低圧低温（圧力 2 MPaG、温度 300°C～120°C）であり、ボイラの仕様はその工場側の仕様に合わせてある。この設計は、他の製糖工場でも同じであり、コージェネレーションが入っているところでも中圧（4～7MPaG）ボイラである。

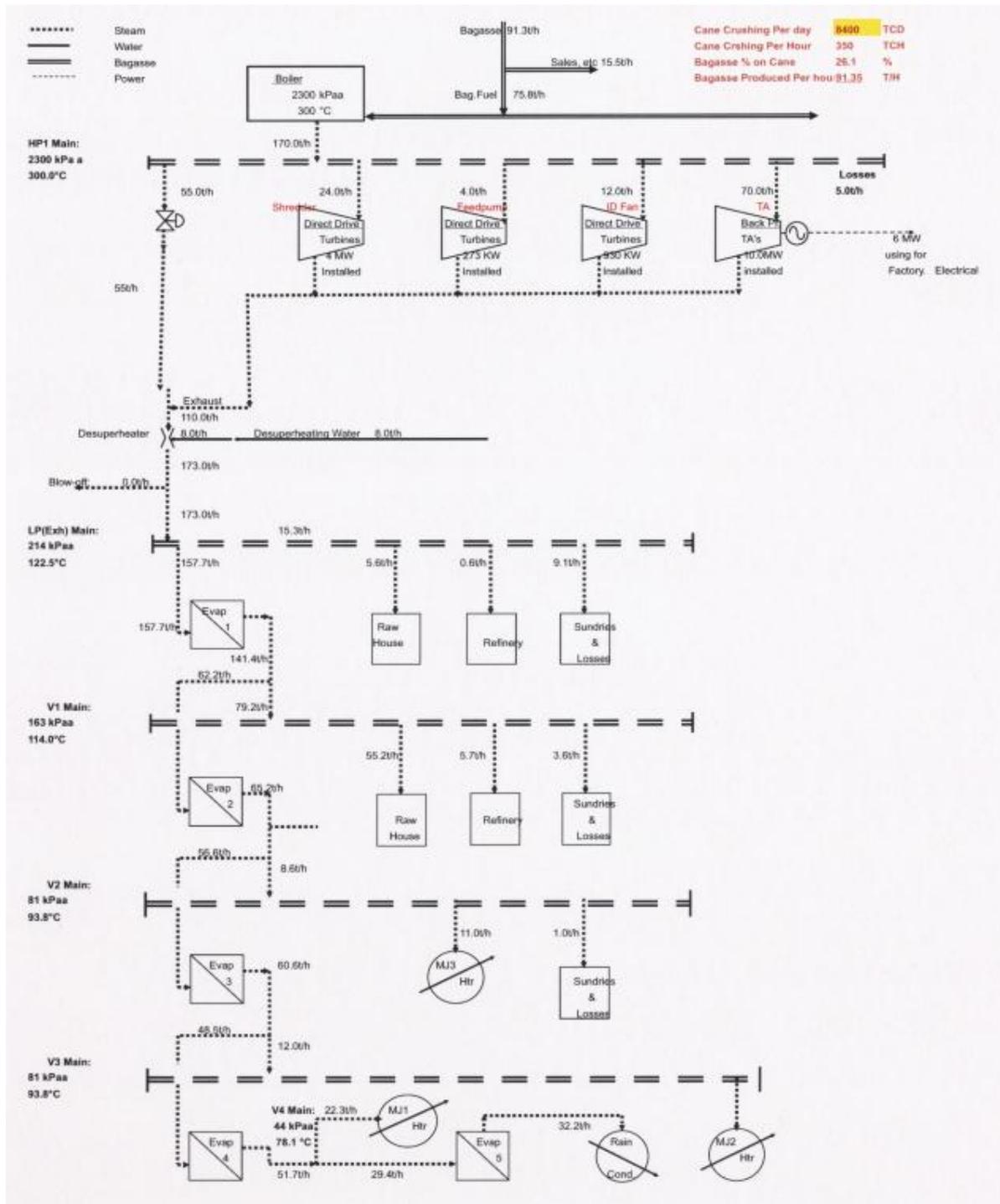


図 5-1 NASU 社製糖工場のヒートバランス

以上のことから、今回提案しているバガス燃焼ボイラの仕様は、ベトナムの製糖産業において、過去に事例のない高効率ボイラとなっており、その中で効率に関わる圧力と温度を適格性要件として採用している。

JQA からのもう一つの指摘である国際単位系 (SI) による表示は、その指示に従い、単位の修正を行う。

この「要件 5」の圧力 100 kg/m<sup>2</sup> (10 MPaG) 以上及び温度 520°C以上という値については、次のような 2つの問題点がある；

1つ目は、今回のプロジェクトで NASU 社に実際に導入するバガス燃焼ボイラの仕様が、変わる可能性があるということである。

現在の提案しているボイラの仕様は、NASU 社製糖工場において発生するバガスの発生量及び製

糖工場の稼働日数に基づき、最も高効率なものということで提案しており、ボイラから発生する蒸気を受ける側である工場の仕様（必要蒸気条件）などは、全く考慮していない。図 5-1 に示す NASU 社製糖工場のヒートバランスをみると、まずボイラ仕様は提案したものと大きくことなる。その仕様は、蒸気を受ける製糖プロセス側の要件に合わせたものとなっている。その蒸気の供給と受け側の条件を表 5-8 にまとめる。

表 5-8 NASU 製糖工場における蒸気供給

バガス燃焼ボイラ		
蒸気供給量		170 t/h
供給蒸気の圧力		2.3 MPa
供給蒸気の温度		300°C
工場側の蒸気を受ける設備		
シュレッタータービン	蒸気量	24 t/h
	圧力	2.3 MPa
	温度	300°C
給水ポンプ	蒸気量	4 t/h
	圧力	2.3 MPa
	温度	300°C
誘因ファン	蒸気量	12 t/h
	圧力	2.3 MPa
	温度	300°C
発電用背圧タービン	蒸気量	70 t/h
	圧力	2.3 MPa
	温度	300°C
製糖プロセス用蒸気	蒸気量	173 t/h (注)
	圧力	0.213 MPa
	温度	125.5°C

(注) 製糖プロセス用蒸気は、シュレッタータービン、給水ポンプ、誘因ファン、背圧タービンで使用された蒸気 110 t/h とボイラから直接供給される蒸気 55 t/h を合わせたものであり、その蒸気を冷却し、プロセス用蒸気の条件に合わせている。

表 5-8 に示しているように、提案しているボイラの仕様である圧力 10 MPa、温度 520°C の蒸気は、全く合っていない。例えば、タービンを提供している（株）シンコーによれば、シュレッタータービンの最高仕様入口蒸気条件は 4 MPa×450°C であり、提案しているボイラの蒸気をそのまま流してしまった場合、破損してしまう可能性が高い。その他の設備についても同様であり、提案しているような高温高圧ボイラを導入する場合、工場側の改変あるいはボイラ仕様の変更などの措置を取る必要がある。今後工事のための設計を進める上で、対応策を考えていくことになるが、最も費用対効果的な案が採用されると予想され、その案がボイラの仕様変更となる可能性も否定できない状況にある。これは、導入設備がコジェネレーションであるため、避けられない問題である。

もう一つの問題は、提案しているボイラの仕様はベトナムの製糖産業においては、導入事例のない高性能なものであるが、競合相手となるインド製や中国製のボイラも同等のボイラを提供できる能力を有しているということである。

中国製の高温高圧ボイラについて、NASU 社製糖工場の工場長である Viswanathan 氏（インド人）は、インドの製糖工場で勤務していた時期に、その工場で中国製の高温高圧ボイラ（蒸気量×圧力×温度 = 125t/h×125bar×545°C）を導入した経験があると述べている。また、東南アジアの製糖工場に多くの導入実績を持つボイラメーカーである（株）タクマやタービンメーカーである（株）シンコーの話でも、インド製や中国製と比較されることが多く、少なくとも仕様書上は、インド企業でも中国企業でも日本製と同等以上のものを提案してくることが多く、圧力 10 MPa 以上、温度 520°C 以上という条件をクリアできる提案をするインド企業や中国企業は実際に存在するとのこと

である。このようなことから、要件5のボイラ性能に関する要件があるからといって、競合相手となるインド企業や中国企業の設備がスクリーニングできるわけではないという点は注意する必要がある。

しかし、タクマやシンコーは東南アジアで多くの導入実績を有しているが、その際の導入企業が同社の設備を選択した理由は、やはり信頼性（故障が少なく、安定して稼働する）というのが最も大きな要素とのことである。これは、プロジェクトサイトであるNASU社が日本製設備を導入したいという動機とも同じものであり、この信頼性について、何かしらの指標を導入できればよいと考えられるが、現時点では適切なものを見つけられず、今後の課題とする。

## まとめ

以上の検討により、表5-1に示した適格性要件の改訂を検討した。改訂の結果を表5-9にまとめる。

表5-9 MRV 方法論適格性要件（案）の改定案

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、コジェネレーションシステムの新規導入、既存のコジェネレーションシステムの設備拡張、及び既存のコ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。

上記でも述べているが、今後詳細に設計を詰めていく仮定において、これらの要件は変更の可能性はある。

## 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

まずは、適格性要件と同様に中間報告書に対する中間報告レビューでのコメント及びMRV方法論案に対するJQAによるコメントについて検討する。

中間報告レビューにおいて、排出量の算定に関しては、委員会から2つの指摘事項を受けている。それらを表5-10にまとめる。

表 5-10 中間報告レビューにおける排出量算定に関する委員会指摘事項

指摘事項 1	リファレンスケースとしてインド製のコジェネレーション導入を考慮しなくてもよい理由をもう少し記述してください。
指摘事項 2	コジェネの発電部分は検討されているが、発生蒸気の排出量の設定と算定について検討し、報告してください。

### 指摘事項 1 について

ベトナムにおける製糖工場は、表 5-5 に示すように現在 39 社が存在しており、どの工場もバガスを燃料としたバガス燃焼ボイラにより、少なくとも工場への蒸気供給は行っていることが、NASU 社へのヒアリングにより分かっている。その多くは中国製のバガス燃焼ボイラを導入しており、工場への蒸気供給を行っている。中国製以外のボイラを導入している製糖工場を表 5-11 に再度示す。

表 5-11 ベトナムにおいて、中国製以外のボイラを導入している製糖工場

製糖企業名	工場の処理能力	ボイラ製造業者	ボイラ製造国
Nghe An Sugar LLC, Nghe An	8,400 TCD	ABB Power Generation	Australia
Bourbon Sugars TTC Group, Taynin	8,000 TCD	John Thompson	Australia
Bien Hoa, Taynin	3,500 TCD	John Thompson	Australia
Camrinh CASUCO	6,000 TCD	John Thompson	Australia
Lamson Sugar Joint Stock Company, Thanh Hoa	10,000 TCD	ISJEC	India
KCP Vietnam Sugar Industries, Thuy Hoa	5,000 TCD	KCP	India

中国製以外のバガス燃焼ボイラを導入しているのは、表 5-11 に示された 6 社であり、そのうち 2 社のみがインド製のボイラを導入している。また、これら 6 社のうち、バガス利用コジェネレーションシステムの導入が確実に分かっているのは、今回のプロジェクトサイトである NASU 社、Bourbon 社、KCP 社の 3 社である。そして、インド製のコジェネレーションシステムを導入しているのは、インド系企業との合弁会社である KCP 社のみである。ベトナムの製糖産業で中国製ボイラを用いているところは、規模も小さく、コジェネレーションシステムは導入されていない。このように、インド製コジェネレーションシステムは、ベトナムでは一般的とは言えない状況にある。

NASU 社の製糖工場では、工場長と技術部長がインド人であり、彼らとの設備に関する打ち合わせの中で日本製との比較対象として、常にインド製が引き合いに出されるため、考慮せざるを得ない状況にあるが、既存設備もインド製ではなく、オーストラリア製であり、プロジェクトもインド製のリプレースというわけではない。

ゆえに、インド製コジェネレーションシステムの導入をリファレンスシナリオとして考慮する必要はないと考えている。

### 指摘事項 2 について

NASU 社製糖工場の図 5-1 に工場のヒートバランスを示している。既存のボイラで 2.3 MPa、300℃、170t /h の蒸気を供給し、そのうち 70 t/h が発電用背圧タービンに供給され、6MW（設備容量は

10MW であるが、工場の必要電力のみの発電を行っている)の電気を作り、工場へ供給。タービンを抜けた蒸気は、製糖プロセスへ送られる。残りの 100 t/h は、製糖プロセスへ送られ、一部はシュレッダータービン、ポンプ、ファンの駆動エネルギーとして使われた後、製糖プロセスへ戻される。このようにコジェネレーションで作る蒸気の量及び蒸気条件は、製糖プロセス側の要件に従って決められている。現在使用しているバガスの量は、工場での発生量の 25%程度である。

ボイラの蒸気発生量については、これから実施するプロジェクトでも同様に工場の必要蒸気量に合わせて決定することになる。NASU 社の要望としてバガスを全量使用する高温高压の高効率ボイラを導入したいというものがあり、それに応える形で暫定的に 10.5 MPa、520°C、165 t/h という仕様のボイラを提案している。この蒸気条件であれば、35MW のタービン・発電機セットを駆動することが可能である。このボイラのバガス消費量は、1680 t/day である。バガスの発生量は、NASU 社製糖工場の処理量を 9,000TCD とすると、その 26%がバガスとなるので 2,340 t/day となるが、常に最大量処理できているわけではないので、提案しているボイラは、燃料不足を起こさないような値に設定している。

このようなことから、NASU 社製糖工場における蒸気供給に関しては、プロジェクトの実施前、実施後において蒸気供給方法については変化していない(バガス燃焼ボイラによる蒸気供給)と言える。ゆえに、新しいプロジェクトによる温室効果ガス排出量の削減は発生しないと考えている。

次に、ベトナム国内の製糖工場で使用されている蒸気の生成方法についてであるが、NASU 社によれば、ベトナム国内の製糖工場は、すべてバガス燃焼ボイラを導入しており、少なくとも工場の蒸気は、そのバガス燃焼ボイラで行っており、重油ボイラなどを用いている事例はないとのことである。ゆえに、ベトナム国内の製糖産業では、製糖プロセスで使用する蒸気供給はバガス燃焼ボイラにより行われており、バガス利用コジェネレーション導入を実施したとしても、工場側への蒸気供給により温室効果ガス排出量の削減は期待できない。

以上のことから、製糖工場において導入したコジェネレーションシステムによる製糖工場側への蒸気供給による温室効果ガス排出削減効果は、考慮しないこととする。

JQA による MRV 方法論(案)のレビューにおいて、つけられたコメント(適格性要件を除く)を表 5-12 にまとめる。

表 5-12 JQA の MRV 方法論(案)に対するレビューからのコメント  
(適格性要件に関するものを除く)

1	Summary of the methodology	GHG emission reduction measures	化石燃料を用いた既存ボイラがバガスに燃料転換した場合、算定式の簡略化及び保守的観点から燃料転換による削減は考慮しないとあるが、製糖工場における蒸気使用量が相当量になることが予想されることから、燃料転換による削減量の除外はリファレンス排出量を大幅に減少させ、かつリファレンスシナリオからも大きくかけ離れることが懸念される。 方法論のタイトルでコジェネと謳いつつ、熱利用を除外するのは不適切ではないか。熱利用による排出量も経産式に反映させ、その上でバガスを利用していた場合、バガスの排出係数ゼロの結果、排出量をゼロとするのは妥当画と考える。
2	Summary of the methodology	Calculation of reference emissions	上記の理由により、リファレンス排出量の算出にはボイラの燃料転換による排出削減量も考慮すべきである。
3	Summary of the methodology	Calculation of project emissions	正式な方法論(英文)には、"Project emissions are caused from the fossil fuel which is used to support the combustion of bagasse at the start-up of bagasse fired boiler."との記載があり、化石燃料

			が運転開始時の点火剤／着火促進剤として使用されることが読み取れる。一方、和文要約版には「プロジェクト排出量は、バガス利用ボイラの起動時に用いる助燃剤の燃焼によって生じることから」との記載がある。助燃剤という言葉は一般的に、バイオマスの補助燃料として運転中に継続的に添加されることを想起させるため、この点について明確にすべきである。
4	Summary of the methodology	Monitoring parameters	蒸気ボイラの追加により、CHP で発生する蒸気の熱エネルギー量（流量、温度、圧力）のモニターが必要になる。
5	Emission Sources and GHG types	Reference emissions	「化石燃料を用いた既存ボイラからの排出」がより適切
6	Emission Sources and GHG types	Project emissions	“Fossil fuel as firework fuel”という言葉が適切かどうか確認する。
7	Establishment and calculation of reference emissions	リファレンス排出量の設定	化石燃料を用いた既存ボイラからのリファレンス排出を考慮しないことの妥当性の検討が必要である。
8	Establishment and calculation of reference emissions	リファレンス排出量の算定	化石燃料を用いた既存ボイラの燃料転換に伴うリファレンス排出量の算定式の追記が必要である。
9	Data and parameters fixed ex ante	$NCV_{i,y}$	化石燃料の分析値は、燃料供給者あるいは使用者によるデータ取得を優先するとともに、それが得られない場合は当該国、ついで IPCC のデータの使用について検討が必要である。
10	JCM Proposed Methodology Spreadsheet Form	Table 1	<p><math>EG_y</math> の Measurement methods and procedures に関して下記の 2 点の考慮を要する。</p> <p>①メーターの仕様については、当該国の標準（もしくは国際標準）に適合していることを要件とすべきであることから、下記のような修正を検討すべきである。</p> <p>（修正例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>The data is continuously monitored by an electrical power meter, which is certified in compliance with national or international standards on technical specification of electrical power meter.</li> </ul> <p>②またメーターの校正については、国内の標準が用いられることが一般的であることから想定して、下記のような加筆が推奨される。</p> <p>（修正例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>The electrical power meter shall be calibrated based on national or international standards or manufacturer's specification.</li> </ul> <p>上記と同様に <math>FC_{i,y}</math> の Measurement methods and procedures に関して、下記のような修正を検討</p>

			すべきである。 <ul style="list-style-type: none"> <li>The data should be continuously monitored by mass or volume meters, which is certified in compliance with national or international standards on technical specification of measuring equipment.</li> </ul>
11	JCM Proposed Methodology Spreadsheet Form	生成蒸気量のパラメーターの追記	化石燃料を用いた既存ボイラからの燃料転換の場合、蒸気生成量をモニターするパラメーターの追加が必要である。
12	JCM Proposed Methodology Spreadsheet Form	Selected values, etc default	素案の計算シート上では、 $EF_{grid}$ 、 $NCV_{i,y}$ 、 $EF_{CO2,i,y}$ の”Value”を表示するセル (G8/G9/G10) 中の計算式には、本シート下部に記載されている [List of Default Values] の各デフォルト値が紐付けられている。しかし、本来は、PMS(input)シート内の Table 2: Project-specific parameters to be fixed ex ante 内の $EF_{grid}$ 、 $NCV_{i,y}$ 、 $EF_{CO2,i,y}$ の各 Estimated Values に入力される予定の fixed ex ante 値が直接引用されるべきと考えられる。よって計算式の見直しが必要である。
13	JCM Proposed Methodology Spreadsheet Form	[List of Default Values]	このリストには、本方法論が作成された段階で確定しているデフォルト値のリストアップを目的としていると考えられる。排出係数 ( $EF_{grid}$ ) は、個別のプロジェクトで fix されるが、デフォルト値そのものではないため、本リストからは削除する。

以下、それぞれのコメントについて検討していく。

#### コメント1 及びコメント2 について

プロジェクトサイトである NASU 社の製糖工場では、既存のバガス燃料としたコージェネレーションシステムがあり、製糖工場に対して電力と蒸気の供給を行っている。電力、蒸気ともに工場の運転のみに使用されており、外部への供給は行われていない。プロジェクトで導入するボイラも工場側が必要とする蒸気量を満たすということを必須条件として考慮する。ゆえに、蒸気供給については、プロジェクトの前後でバガス燃料ボイラからの蒸気供給という状況に変化はないことから、プロジェクトによる温室効果ガス排出量の削減は行われないと考えている。

また、NASU 社によれば、ベトナム国内にある全 39 カ所の製糖工場は、すべてバガス燃焼ボイラを導入しており、少なくとも製糖工場への蒸気供給はそのボイラにより行われているとのことである。コージェネレーションについては、NASU 社を含め一部の工場のみのものである。

ゆえに、ベトナム国内の製糖産業において、化石燃料を用いた蒸気供給は行われていないことから、バガス利用コージェネレーションを導入したとしても燃料転換は起こらず、温室効果ガスの排出削減につながらないため、今回のプロジェクトに対するボイラ燃料転換による温室効果ガス排出の削減は考慮しないこととする。

#### コメント3 について

「助燃剤」という表現を使っているが、NASU 社における化石燃料の用途は、製糖時期が始まるときに、バガス燃焼ボイラを起動する際にバガスの発火を助けるために使用するというものである。ゆえに、JQA の指摘どおり、点火剤という表現が当てはまると思われる。ゆえに、助燃剤という表現は、「点火剤」に改めるものとする。

#### コメント4 について

「コメント1及びコメント2について」のところで述べたように、ベトナムの製糖工場ではバガス燃焼ボイラが導入されており、少なくとも工場プロセスへの蒸気供給は行っているという事実があるため、バガス利用コジェネレーション導入による工場への蒸気供給部分は、温室効果ガス排出量の削減に貢献することはないので、MRV 方法論におけるモニタリングの対象とはする必要がないと判断している。

しかし、工場の一般的な活動において、蒸気条件（流量、温度、圧力）の常時モニタリングは実施されている（ただし、記録の保存は行われていない）。

#### コメント5について

JQA の指摘では「化石燃料を用いた既存ボイラからの排出」という表現がより適切といわれているが、調査によりベトナム国内の製糖工場では化石燃料を主燃料とするボイラは用いられていないことが分かっている。ゆえに、この表現は、ベトナムの製糖産業に対しては当てはまらないと判断し、修正を行わないこととする。

#### コメント6について

「コメント3について」で述べているように「助燃剤」という表現は正しくなく、「点火剤」という表現の方がより適切であることから、英語についても“firework fuel（助燃剤）”から“*Igniting agent/Ignition accelerator*（点火剤）”に変更する。

#### コメント7及びコメント8について

NASU 社の製糖工場は、既存のバガス利用コジェネレーションを有しており、工場に必要な電力及び蒸気は、そのコジェネレーションを用いて行われている。今回のプロジェクトで導入するバガス燃焼ボイラについても、蒸気供給量は工場側の要件に合わせて設計するため、蒸気供給については、プロジェクトの前後で状況に変化はないことから、蒸気供給については温室効果ガス排出量の削減はカウントしない。

また、NASU 社へのヒアリングの結果、ベトナムにおける全 39 カ所の製糖工場は、すべてバガス燃焼ボイラを有しており、少なくとも工場への蒸気供給はそのボイラで行っており、化石燃料を用いたボイラで工場への蒸気供給を行っているところは存在しないということが分かった。ゆえに、ベトナムの製糖産業に対する MRV 方法論としては、化石燃料を用いた既存ボイラからのリファレンス排出量を考慮しないこととした。それに伴い、化石燃料を用いた既存ボイラの燃料転換に伴うリファレンス排出量の算定式も追加しないこととする。

#### コメント9について

点火剤として用いる化石燃料の真発熱量“ $NCV_{i,y}$ ”については、使用者によるデータ取得は難しいということで、現時点ではデータが得られていない。今後の課題として、使用者である NASU 社と協議は続けるものの、得られる可能性が分からないことから、今回は IPCC のデータを用いるものとする。

#### コメント10について

プロジェクトにより発電され、外部系統に供給される電力量“ $EG_y$ ”のモニタリングについて、JQA が指摘している当該国の標準あるいは国際標準に適合すべきであり、そのような記述に修正すべきという点は、現実に沿ったものであると判断し、その指摘に従った記述を加えるものとする。モニタリング用のメーターの校正についても、同様の変更を加える。

また、バガス燃焼ボイラの運転開始時に使用する点火剤の量“ $FC_{i,y}$ ”のモニタリングについても、“ $EG_y$ ”に対するものと同様の指摘があり、同様に指摘に沿った変更を加えるものとする。

コメント 11 について

「コメント 7 及びコメント 8 について」のところで述べたように、ベトナムの製糖工場におけるバガス利用コジェネレーションの導入に関する MRV 方法論については、ベトナム国内の製糖工場において、化石燃料を用いた蒸気供給用のボイラが用いられていない、全てバガス燃焼ボイラで蒸気供給が行われているという事実から化石燃料を用いた既存ボイラの燃料転換による温室効果ガス排出量の削減は考慮しないこととしている。ゆえに、それに関する蒸気発生量等のモニタリングも必要ないと考えている。

なお、工場の一般的な運転活動の中で蒸気条件（蒸気量、温度、圧力）は常時モニタリングされている（しかし記録はされていない）。

コメント 12 について

“JCM Proposed Methodology Spreadsheet Form”の”Calculation Process Sheet”内の計算式のパラメータの引用に関するコメントであるが、JQA の指摘に従い、引用方法を変えるものとする。

コメント 13 について

“JCM Proposed Methodology Spreadsheet Form”の”List of Default Values”にあげている項目に関するコメントであるが、ベトナムの電力系統の CO<sub>2</sub> 排出係数”EF<sub>grid</sub>”については、個別プロジェクトで fix されるものであり、デフォルト値そのものではないため、削除するべきというものである。確かに、ベトナムの電力系統の CO<sub>2</sub> 排出係数は、定期的に政府により更新される値であるため、プロジェクトの実施時期により変化するものであることから、指示に従い、デフォルト値のリストから外し、モニタリング対象に分類することとする。

中間レビューにおける委員からの指摘事項及び JQA による MRV 方法論（案）に対するコメントについて、上記のような対応を行い、リファレンス排出量及びプロジェクト排出量について考える。

リファレンス排出量

ベトナムにおけるバガス利用コジェネレーション導入プロジェクトに対する MRV 方法論（案）において、リファレンス排出量は、下記の式で計算される。

$$RE_y = EG_y * EF_{grid}$$

ここで、

RE <sub>y</sub> =	Reference emissions in year y	(tCO <sub>2</sub> /year)
EG <sub>y</sub> =	The quantity of net electricity generated by the project which is Supplied to the grid in year y	(MWh/year)
EF <sub>grid</sub> =	CO <sub>2</sub> emission factor for the national grid in Vietnam which is connected by the project	(tCO <sub>2</sub> /MWh)

本プロジェクトは、NASU 社の製糖工場において、現在用いられている既存の古いコジェネレーションシステム（バガス燃焼ボイラにより、製糖工場への蒸気供給（170 t/h）及び電力供給（6MW）を賄っている）を高効率なボイラを用いた新しいコジェネレーションシステムで置き換え、これまでの工場への蒸気供給と電力供給に加え、外部電力系統への電力の販売も行おうというものである。既存のコジェネレーションでは、工場から出てくるバガスの一部しか利用できていないため、新しいコジェネレーションでは、発生するバガスは全量利用できる規模とすることを考えている。

NASU 社の現在の生産規模は 8,000 TCD～9,000TCD であり、そこから発生するバガスの量は処理したサトウキビの 26%程度であることから、バガスの発生量は 2,080～2,340 t/day となる。このバ

ガス発生量及びNASU側の高温高压ボイラに対する要望と工場が必要とする蒸気量を考慮した結果、暫定的に下記のようなボイラを提案している。

(株) タクマ提供バガス燃焼ボイラ：

- 最大連続定格蒸気発生量 : 165 t/h
- 設計圧力 : 12.5 MPaG
- 蒸気圧力 : 10.5 MPaG
- 蒸気温度 : 520±5°C
- 給水温度 (脱気装置出口) : 110°C
- 給水温度 (脱気装置入口) : 50 - 100°C
- 燃焼用空気温度 : 30°C
- 最大連続定格時ボイラ効率 : 90% (低発熱量)

このボイラの仕様に対して適切なタービン・発電機システムとして、下記のようなものを提案している。

(株) シンコー提供タービン・発電機セット

- タービン定格出力 : 35,000 kW × (4,700) / 1,500 rpm
- 種類 : Horizontal rateau multi-stages bleeding, extraction & condensing type
- 入力蒸気 : 103 barA × 515°C × 165 t/h
- 第一抽気 : 8.0 barA × 216°C × 20 t/h
- 第二抽気 : 2.7 barA × 130°C × 100 t/h
- 排気 : 0.1 barA
- 発電機出力 : 35,000 kW × 1,500 rpm
- 種類 : Totally enclosed type with air - water cooler
- 電圧 : 11,000 V, 50 Hz

電気出力は35MWとなっている。このボイラによるバガス消費量は1,680 t/dayであり、供給量2,080~2,340 t/dayよりも小さいが、工場の稼働を見ている限り、常に8,000 TCDを超える処理ができていないわけではないということがあること、ボイラメーカーのタクマによれば、タイなどの事例で、工場の最大処理量に合わせたバガスの発生量に従って設計した場合、バガス不足に陥る事例があり、ある程度のマージンを取っておいた方が良いということで、小さめの出力を設定している。このボイラ出力については、今後詳細な設計を行う段階でNASU側との協議が必要である。

工場の運転日数は、300日とする。工場の稼働日数は140日前後であるが、本調査を進める中で、当初60MW規模の設備導入を検討していたものを、経済性を考慮して出力を低くし、通年発電するという方針に変更したため、操業日数よりも長い300日とした。

工場が必要とする電力は6MWであり、35MWの発電量のうち、工場分を除けば、系統へ供給できる電力は29MWとなる。ベトナムの製糖工場は、NASU社を含め、バガス燃焼ボイラを有しており、少なくとも工場への蒸気供給はそのボイラで賄っている。ゆえに、工場への蒸気供給に関しては、例えコジェネレーションシステムを導入したとしても燃料転換等もないことから、温室効果ガス排出量の削減は発生しない。こうしたことから、ベトナムにおけるバガス利用コジェネレーション導入プロジェクトでは、外部系統への電力供給による系統電力代替を通じた温室効果ガスの削減をリファレンスシナリオとする。リファレンス排出量を算定するためには、系統電力のCO<sub>2</sub>排出係数(EF<sub>grid</sub>)が必要である。

ベトナムの系統電力のCO<sub>2</sub>排出係数については、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年度値であり、その値は0.6244 tCO<sub>2</sub>/MWhである。

コジェネレーションシステムの運転は、1日24時間、1年間で300日の運転である。工場の運転

は 140 日であることから、140 日間の系統への電力供給は 29MW、残り 160 日間の系統への電力供給は 35MW となることから、1 年間の系統への電力供給量は、下記のように計算される。

$$\begin{aligned} EG_y &= 29(\text{MW}) \times 24(\text{h}) \times 140(\text{day}) + 35(\text{MW}) \times 24(\text{h}) \times 160(\text{day}) \\ &= 97,440(\text{MWh}) + 134,400(\text{MWh}) \\ &= 231,840 (\text{MWh}) \end{aligned}$$

ゆえに、リファレンス排出量は、下記のように計算される。

$$\begin{aligned} RE_y &= EG_y \times EF_{\text{grid}} \\ &= 231,840(\text{MWh}) \times 0.6244(\text{tCO}_2/\text{MWh}) \\ &= 144,761 (\text{tCO}_2) \end{aligned}$$

本プロジェクトによるリファレンス排出量は、144,761 tCO<sub>2</sub>/year となる。

### プロジェクト排出量

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。

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

ここで、

- FC<sub>i,y</sub> = The quantity of fuel type i combusted as a firework fuel in year y  
(mass or volume unit/year)
- EF<sub>Fuel,i,y</sub> = CO<sub>2</sub> emission coefficient of fuel type i in year y (tCO<sub>2</sub>/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 CO<sub>2</sub> 排出係数である EF<sub>Fuel,i,y</sub> は、次の式で表される。

$$EF_{\text{Fuel},i,y} = NCV_{i,y} * EF_{\text{CO}_2,i,y}$$

ここで、

- NCV<sub>i,y</sub> = The weighted average net calorific value of the fuel type i in year y  
(GJ/mass or volume unit)
- EF<sub>CO<sub>2</sub>,i,y</sub> = The weighted average CO<sub>2</sub> emission factor of fuel type i in year y  
(tCO<sub>2</sub>/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<sub>i,y</sub>) 及び CO<sub>2</sub> 排出係数 (EF<sub>CO<sub>2</sub>,i,y</sub>) 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 CO<sub>2</sub> 排出係数は 78,800 kg-CO<sub>2</sub>/TJ (Residual fuel oil, upper value) となっている。ゆえに、点火剤である重油の CO<sub>2</sub> 排出係数は、下記のように計算される。

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

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  $\text{CO}_2$  排出量は、下記のように計算される。

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

ゆえに、プロジェクトによる年間排出量 ( $PE_y$ ) は、10 t $\text{CO}_2$  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。

$$\begin{aligned}
 \text{年間 GHG 排出削減量} &= \text{リファレンス排出量} - \text{プロジェクト排出量} \\
 &= 144,761 \text{ (tCO}_2\text{)} - 10 \text{ (tCO}_2\text{)} \\
 &= 144,751 \text{ (tCO}_2\text{)}
 \end{aligned}$$

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 t $\text{CO}_2$ /年となる。

### 5.3 プロジェクト実施前の設定値

#### プロジェクト実施前のデフォルト値の設定

当初、提案した MRV 方法論（案）では、下記の 3 つのプロジェクト前の設定値を考えていた。

- ベトナムの系統電力の CO<sub>2</sub> 排出係数
- 点火剤として使用する化石燃料の真発熱量
- 点火剤として使用する化石燃料の CO<sub>2</sub> 排出係数

このうち、ベトナムの系統電力の CO<sub>2</sub> 排出係数については、ベトナム政府がその値を定期的に更新していることから、プロジェクトの実施時期によっても変化し、さらに運転段階に入った後も変化するという性質を持つ数字であるため、JQA からプロジェクト実施前の設定値（デフォルト値）として分類するには不適切という指摘があった。

その指摘は現実に合ったものであり、正しいと判断し、ベトナムの系統電力の CO<sub>2</sub> 排出原単位については、モニタリング対象のパラメーターとして分類するものとする。

「点火剤として使用する化石燃料の真発熱量」については、提案している MRV 方法論案では、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。

この点について JQA より「化石燃料の真発熱量」については、燃料供給者あるいは使用者によるデータ取得を優先するべきであり、それが無い場合でも最初は当該国政府（この場合ベトナム政府）が提供しているデータを使用し、それもない場合に IPCC のデータを使用するべきというコメントがつけられている。

CDM における化石燃料等の扱いでは、確かに JQA が指摘している優先順位で、当該化石燃料の真発熱量データを採用するという方針が一般的である。ベトナム政府が提供している化石燃料の真発熱量のデータはないため、燃料販売業者あるいは使用者ということになるが、NASU 社もバガスの熱量は測定しているものの、点火剤の熱量は計測していない。あとは、燃料販売業者となるが、NASU 社に確認をお願いする作業となること、また方法論の簡易化のため、今回は IPCC の値を採用し、燃料販売業者による真発熱量データの提供については、今後の課題とする。

「点火剤として使用する化石燃料の CO<sub>2</sub> 排出係数」については、上記の真発熱量と同様に 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 1.4 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。この値については、JQA からのコメントもなく、そのまま採用するものとする。

#### リファレンス排出量の保守性のための係数

JCM 制度におけるリファレンス排出量に関する基本概念として、「リファレンス排出量は、ホスト国における提案プロジェクトと同等のアウトプットあるいはサービスを提供する場合の「もっともらしい排出量である BaU (Business-as-Usual) 排出量よりも低く計算されなくてはならない。」というものがある。その概念を図 5-2 に示す。

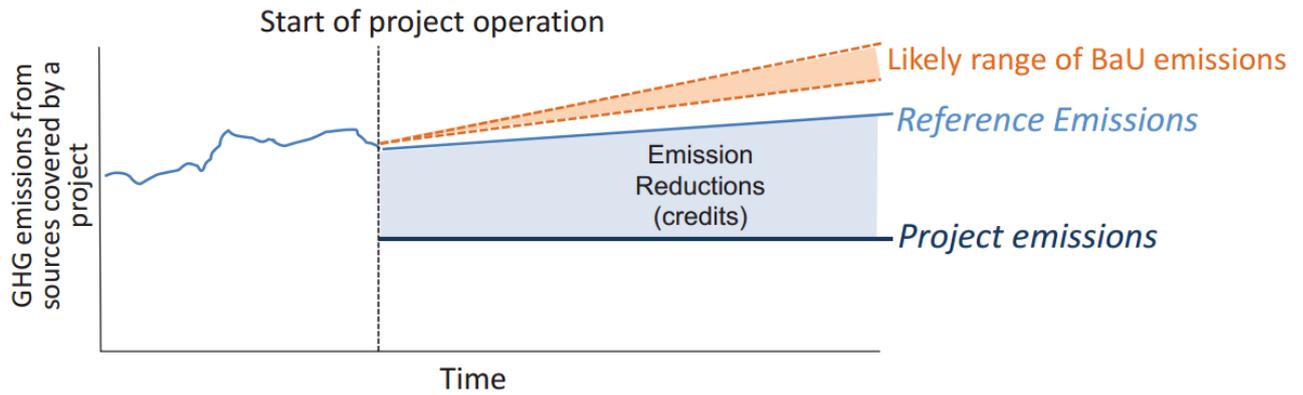


図 5-2 JCM 制度におけるリファレンス排出量の概念

本調査では、ベトナムの系統電力の代替による温室効果ガス排出量の削減という話をリファレンスシナリオとして採用し、リファレンス排出量は、バガス利用コージェネレーションにより発電された電力のうち、電力系統に供給された量とベトナム電力系統の CO<sub>2</sub> 排出係数の積として計算される。ベトナムの電力系統の CO<sub>2</sub> 排出係数は、政府が公式な値を公表しており、それを採用している。

そのベトナム政府が公表している系統電力の排出係数はリファレンスシナリオとして適切なのだろうか、あるいは BaU なのかという問題がある。仮に、その排出係数を BaU であるとした場合、さらにどのような「補正係数」を使うべきかという問題が生じる。この問題について、考えてみる。

現在、ベトナムは第 7 次国家電力マスタープランに基づいて電源開発や電力系統の整備が行われている。マスタープランの主要な内容は、以下の通りである（表 5-13）。

表 5-13 ベトナム第 7 次国家電力マスタープランの主な内容

再生可能エネルギー	電力生産用の再生可能エネルギー源を優先的に使用し、2010 年に 3.5% であった電力生産量に対する割合を 2020 年に 4.5%、2030 年に 6.0% まで増加させる。
	風力：現在少ない風力を 2020 年に 1,000MW、2030 年には 6,200MW まで増加させる。
	砂糖工場でのバイオマス発電に加え、他の原料によるバイオマス発電を開発し、2020 年までに 500MW、2030 年までに 2,000MW を目指し開発を進める。
	水力：現在 9,200MW である水力発電を 2020 年までに 17,400MW まで増加させる。
天然ガス火力	2020 年までに 10,400MW を目指す。2030 年には 11,300MW を目指す。
石炭火力	国内炭を優先的に活用する。
	2020 年までに 36,000MW、2030 年には 70,000MW の開発を目指す。 この開発計画では、国内炭では不足が生じるため、2015 年には輸入炭を使う発電所の開発を開始する。
原子力	2020 年に最初の原子力発電ユニットを稼働させる。2030 年には 10,700MW を目指す。
LNG 火力	燃料源多様化のため LNG 火力の開発に取りかかる。2020 年に 2,000MW、2030 年に 6,000MW を目指す。
電力輸入	水力発電に強いラオス・カンボジア・中国などから輸入。2020 年に 2,200MW、2030 年には 7,000MW を目指す。

また、2013年以降2020年までの電源開発の推移について、図5-3に示す。さらに、2030年の発電設備容量と発電量の目標値を図5-4に示す。

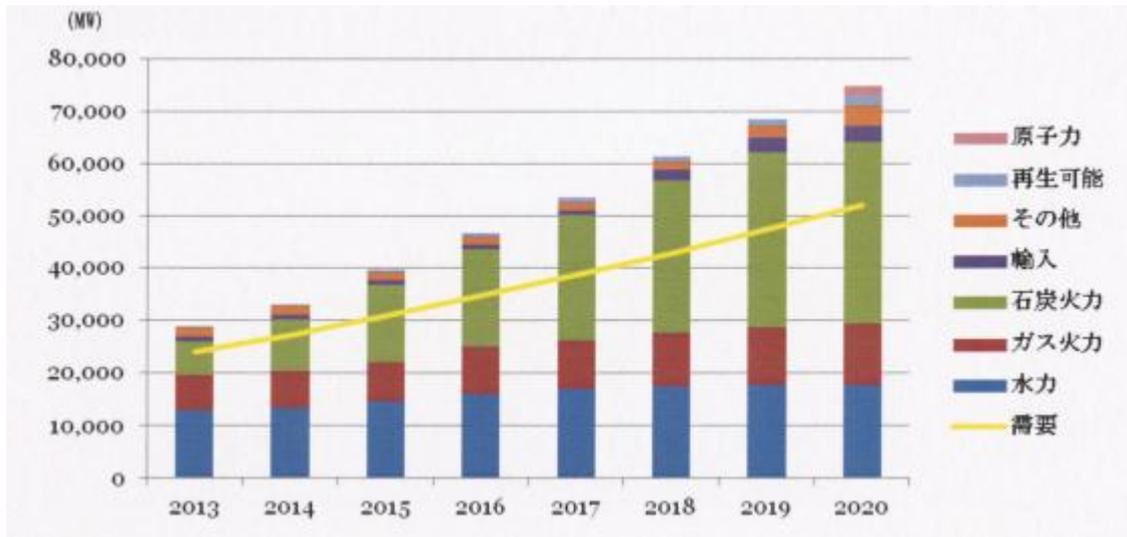


図5-3 2013年以降の電源開発の推移  
出所：JETRO ベトナム電力調査2013より抜粋

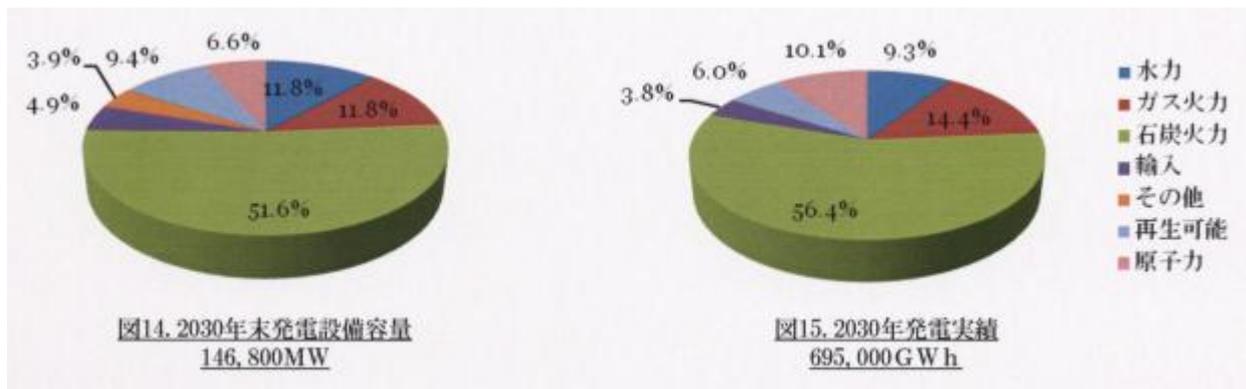


図5-4 2030年における総設備容量と総発電量の電源別割合  
出所：JETRO ベトナム電力調査2013より抜粋

これらの事から分かることは、まず開発スピードが著しく速いということである。2012年時点の総設備容量は26,836MWであるのに対し、2020年には75,000MW、2030年には146,800MWと、2020年までに現状の約3倍、2030年には2020年の2倍（2012年の6倍）の設備容量を目指している。また、今後のベトナムの電力開発は、再生可能エネルギー（水力発電含む）や原子力など非化石燃料を用いた発電設備の開発にも力を入れるものの、開発の中心は石炭火力発電であることが分かる。

ベトナム政府が公表している電力系統を流れる電気のCO<sub>2</sub>排出係数は、CDMで用いられている方法論ツール“Tool to calculate the emission factor for an electricity system”に基づいて計算されている。上記で述べた電源開発の動向を見ると、石炭火力の割合が増加していくため、ベトナムにおいては今後電力系統の排出係数は大きくなっていく可能性が高いと思われる。こうした傾向を有する電力系統のCO<sub>2</sub>排出係数は、BaUなのであろうか。それともCDMで採用されている方法により計算される値は、十分な保守性を担保していると考えられるのであろうか。保守性が担保できていないとするならば、何らかの補正係数、例えば、系統電力のCO<sub>2</sub>排出係数をより小さくするような係数 $\alpha=0.9$ などのデフォルト値を用いて計算するのか。

こうした問題について、JQAと議論した。その議論の中で、下記のような考え方が出された。

- CDMの方法論ツールに従って計算された系統電力のCO<sub>2</sub>排出係数は、保守的な値となっていると思われる。

- 仮に保守的でないとした場合に補正係数などを用いるとすれば、例えば補正係数を  $\alpha = 0.9$  とした場合、その値の妥当性をどのように示すのが非常に難しい。0.8 でも、0.7 でもよいではないかという話にならざるをえないだろう。
- 政府が公表している電力系統の CO<sub>2</sub> 排出原単位について、保守的でないため補正係数をかけるということを行う場合、やはりベトナム政府との協議が必要でないだろうか。

以上のような議論の結果に基づき、リファレンスシナリオで用いているベトナムの系統電力に関する CO<sub>2</sub> 排出係数は BaU ではなく、十分保守的なものであり、JCM 制度のリファレンス排出量の算定での使用に耐えうるものであると判断した。ゆえに、デフォルト値として設定するような、その CO<sub>2</sub> 排出係数に掛ける補正係数は定めないこととした。