

アジア太平洋研究所資料

13—05

**東南アジアにおける発電・送電事情と将来計画研究会
報告書**

**— 東南アジアの電力需要に関する研究 —
(2012 年度)**

2013年3月

一般財団法人 アジア太平洋研究所

アジア諸国の経済は拡大を続けています。1人当たりの電力需要をみると、例えば、ミャンマーは日本の60分の1ですが、ベトナムは6分の1まで拡大しました。今後、さらに需要は伸びます。需要が拡大することにより、日本企業にはビジネスチャンスが生じます。発電設備の導入、それに伴う工事、家電製品の販売増が見込めます。温暖化問題に対応するための原子力発電、省エネ設備等の導入でも日本の技術力が期待されています。日本政府も二国間の協定を通しこの動きを後押ししています。

一方、将来の安定的な電力供給は、日本企業の進出をも左右する大きな要素でもあります。日本企業のビジネスに多くの影響を与えるベトナムの電力問題を現地調査も交えて分析し、結論として、温暖化対策での二国間協力の推進、発電設備売り込みのポイントなどを提言しました。

2013年3月

キーワード： ベトナム、電力需給予測、温暖化問題、二国間オフセット・クレジット、火力発電設備

研究体制

リサーチリーダー	山本隆三	常葉大学経営学部教授
リサーチャー	秋元圭吾	(公財) 地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー
リサーチャー	飯沼芳樹	(一社) 海外電力調査会 調査部長
リサーチャー	上野貴弘	(一財) 電力中央研究所 社会経済研究所主任研究員
リサーチャー	竹内純子	国際環境経済研究所 主席研究員
リサーチャー	渡里直広	(一社) 海外電力調査会 電力国際協力センター業務部副部長

<執筆者>

第1章	山本隆三
第2章	飯沼芳樹、渡里直広
第3章	和田謙一 (公財) 地球環境産業技術研究機構
第4章	竹内純子
第5章	上野貴弘

概要

東南アジア諸国のいくつかの国は、リーマンショックにより影響を受けたが、いま経済の低迷を乗り越え再び順調な経済成長を実現し始めた。大きな人口を抱えながら経済制裁のために成長がみられなかったミャンマーでも海外からの投資が増え急速に市場が拡大している。

成長が続く新興国に共通の悩みは、インフラ整備が追いつかないことだ。特に、電力供給については、産業構造が農業から工業から移るにつれ、また所得が伸び生活レベルが向上するにつれ、増加する需要に対し供給が不足する事態に陥ることが多々ある。このため、多くの東南アジア諸国は、電源開発に関する積極的な投資を計画している。

新興国による電源設備の増強は、設置までの期間が比較的短く、大型の能力を1か所で得ることができる石炭、天然ガス火力が中心になるものと思われる。しかし、火力発電所では化石燃料の使用による二酸化炭素の排出が地球温暖化を引き起こすために、新興国による電源設備の増強は日本、世界にも大きな影響を与えることとなる。

日本は世界のなかでも極めて高いエネルギー効率を達成している国だ。エネルギーを創り出す発電部門のみならず、電気を使用する製造設備、あるいは家電製品でも高い省エネルギーを達成している。アジアの新興国の電力供給能力と消費の両面で、日本企業はエネルギー消費量と二酸化炭素排出量削減に貢献することが可能だ。

本レポートでは、東南アジア諸国のなかでも市場のポテンシャルが大きいベトナム社会主義共和国を取り上げ、同国での将来の電力需給計画をもとに温暖化問題と日本との協力関係、さらに日本製の発電関連設備機器供給の可能性までを分析した。

「第1章経済発展が続く東南アジアと日本企業」では、経済発展が続く東南アジア諸国の中でも、人口が相対的に多い東南アジア5ヵ国、インドネシア、フィリピン、ベトナム、タイ、ミャンマーを人口、経済力、電力需要量の面を中心に俯瞰している。

さらに、これらの諸国の電力供給と温暖化対策において日本企業が果たすべき役割を考えている。日本企業はエネルギー効率のよい製造設備、発電設備などの技術を保有しており、東南アジアの新興国に温暖化対策の面で協力

可能であることを示唆している。

「第2章エネルギー電力事情」では、ベトナムのエネルギー、電力需給の現状を見たうえで、将来計画についても触れている。ベトナムは比較的化石燃料資源に恵まれた国だが、旺盛なエネルギー需要により化石燃料の輸入国に転じるものと見られている。既に石油については、純輸入国になった。

ベトナムの電源設備量は日本の10分の1以下の約2200万kWだが、そのうち約45%を水力発電所が占めている。火力発電設備は50%以上を占めているが、そのうち約60%が天然ガス、約30%が石炭火力である。

高い経済成長率を受け、電力需要も今後大きく成長すると政府は想定している。2030年までの電力需給を想定している第7次電力計画では、20年と30年の電力需要量は10年のそれぞれ3.3倍、7.1倍になると見込まれている。

このため、まず大きな発電量の石炭火力発電所の建設が計画されている。今後、発電設備量のほぼ50%を石炭火力が占めることになる。国内炭だけでは燃料を賄うことができず、15年頃からは石炭の輸入も開始される。また、20年には初の原子力発電所の運転も想定されている。さらに、風力、太陽光発電などの再生可能エネルギーの導入も増えることから、蓄電池機能としての揚水発電所の建設も想定されている。

石炭燃焼、原子力技術、さらに土木技術を保有する日本企業にとってはベトナムに技術と設備を提供する大きなチャンスがあると予想される。

現在ベトナムの電気料金は東南アジア諸国のなかでも、最も安くなっている。燃料費の増加を反映させた電気料金の改定が行われているが、依然として発電コストを下回っているとみられる。将来、発電事業の採算を考慮し電気料金のさらなる引き上げもありえるが、国民生活に大きな影響を与えることとなるので、電気料金がどのように推移するか予測することは難しいと言わざるをえない。

「第3章ベトナムの温暖化・環境問題への取り組み」では、ベトナムにおける温室効果ガス排出の現状と見通し、および温暖化問題への取り組みと日本との協力関係について触れている。

高い経済成長が続くベトナムでは、温室効果ガスの排出量は今後年率8%から9%で推移し、二酸化炭素換算で30年には5億1600万トンの排出になると予想されている。発電を中心としたエネルギー部門からの排出増が大き

く影響している。

ベトナム政府は気候変動に関する緩和策、適応策を含む「気候変動に対応するための国家目標プログラム」を08年に制定している。さらに、11年には「国家気候変動戦略」を定め、低炭素社会を志向しつつ成長を目指す方針を明らかにしている。

具体的には、再生可能エネルギーの利用、省エネの促進、廃棄物のリサイクルなどが織り込まれている。また、農業部門からの排出量も多いことから同部門での対策も織り込まれている。

ベトナムでは国連の京都議定書に基づき、147件のクリーン開発メカニズム（CDM）プロジェクトが登録されているが、水力発電所の案件が多いため規模が小さく排出削減量は限定的である。省エネを中心に先進国の技術に対する大きな需要があることから、今後日本の技術を利用した温室効果ガスの削減も期待できる。

「第4章二国間オフセット・クレジット制度の検討状況概観とベトナムにおける実施可能性」では、京都議定書の基での国際協力制度の現状と問題点を述べ、現状の制度に代わる二国間オフセット・クレジット制度の概要と利点を述べている。

現在の京都議定書の下では、先進国が自国の排出目標達成のために利用可能な制度として、クリーン開発メカニズム、共同実施、排出枠取引の三制度が織り込まれている。しかし、現実に利用する際には様々な制約があり、また時間も掛かることから、これらの欠点を是正するべく提案された制度が二国間オフセット・クレジット制度である。

日本と新興国との間で、日本の設備あるいは技術を利用し温室効果ガスの削減を進め、削減された排出枠を両国で利用する制度である。京都議定書の制度より必要とされる時間が短縮されるが削減量に関する測定などには客観的な信頼性をもたせることがこの制度の重要な点である。

日本政府は既にベトナム、インド、インドネシア政府などと本制度を検討するための覚書を締結しており、案件の企業化調査も日本政府の支援のもと実施されている。

「第5章ベトナムの火力発電建設市場：石炭火力発電を事例に」では、今後ベトナムでの発電設備増設の中心になると想定されている石炭火力発電技術、設備に関する中国企業との競合問題と日本企業が採るべき戦略について

述べている。

今後ベトナムにおいては、石炭火力発電所が大きなシェアを占めると予想されている。石炭発電の技術を持つ日本企業にはビジネスチャンスだが、現状では中国企業が石炭火力発電設備の受注実績を伸ばしている。この背景には中国政府系金融機関によるファイナンスがあると想像される。

中国企業が受注した発電プラントの操業状況を調査すると、発電効率が設計値に達しないケースがある。この理由の一つは、燃焼が難しいベトナム産の無煙炭が使用されているためと思われる。一方、今後建設される石炭火力発電所は輸入瀝青炭が使用されることとなり、日本企業が得意とする技術を利用することが可能となる。第4章で触れた二国間オフセット・クレジット制度の利用などによりベトナムでの、大きな設備受注も可能になるものと思われる。

ベトナムをはじめとする東南アジア諸国は、日本企業にとって今後さらに有望な市場になると思われる。日本企業が設備、製品を市場に提供する一方、輸送コスト削減、為替リスク回避などの目的で市場の近くに進出し製造を行うケースも、ますます増加するものと思われる。現地では製造のための安定的な電力供給が必要になる。その観点からもベトナムに進出を考えている企業には本レポートが提供する電力供給の予想が有用なものと思料する。

また、経済成長と電力供給増に伴い家電製品、自動車などの耐久消費財への需要も伸びるものと思われる。電力供給力増を分析することにより、耐久消費財への需要増を側面から予測することも可能になる。この面からも有用なデータが含まれているものと思う。

2013 年 3 月

一般財団法人アジア太平洋研究所
東南アジアの電力需要に関する研究会
リサーチリーダー 山本隆三
(常葉大学経営学部教授)

東南アジアの電力需要に関する研究会報告書

目次

第1章 経済発展が続く東南アジアと日本企業

1. 東南アジア主要5カ国の人口構成と経済	1
2. 東南アジア諸国の電力供給の現状と将来.	3
3. 日本企業の役割.....	5

第2章 エネルギー・電力事情

1. エネルギー資源	7
2. 電気事業体制と電力設備	11
3. 電力設備の現状	17
4. 電力設備拡張計画	20
5. 電気料金	25
6. 競争的電力市場の創設	32
参考文献	36

第3章 ベトナムの温暖化・環境問題への取り組み

1. 概況.....	37
2. 気候変動対策.....	39
3. 緩和策とポテンシャル.	42
4. クリーン開発メカニズム.	45
5. 技術ニーズ.....	46
6. 現地調査を踏まえた考察：省エネへの期待と普及障害.	48
参考文献.....	50

第4章 二国間オフセット・クレジット制度の検討状況概観とベトナムにおける実施可能性

1. 温室効果ガス削減に向けた既存の国際枠組	52
2. 京都メカニズムの概要と問題点	53
3. CDMに代わる構想—二国間オフセット・クレジット制度の概念と課題	

.....	54
4. 日本の産業界にとってのビジネスチャンスー特に電力事業に関して	
.....	57
5. 日本政府の国連交渉における取りと組み諸外国政府との協議状況..	62
6. 二国間オフセット・クレジット制度の今後の展望と課題	64
第5章 ベトナムの火力発電建設市場：石炭火力発電を事例に	
1. ベトナムの石炭火力発電の特徴① - 中国企業による発電所建設の増加	
.....	69
2. ベトナムの石炭火力発電の特徴② - 無煙炭の使用と今後の輸入炭導入	
.....	78
3. 日本企業への示唆.....	84
参考文献.....	89
あとがき	90

第1章 経済発展が続く東南アジアと日本企業

山本隆三

1. 東南アジア主要5カ国の人口構成と経済

東南アジアで人口が多く大きな市場のポテンシャルを持つのは、インドネシア、フィリッピン、タイ、ミャンマー、ベトナムの5カ国である。この5カ国の人口、人口増加率、とその年齢の中央値は表1-1の通りである。

表1-1 主要5カ国の人口、増加率、年齢中央値

国名	人口(1000人)	人口増加率(%)	年齢中央値
インドネシア	251,169	1.03	28.5
フィリッピン	105,712	1.87	23.1
ベトナム	92,478	1.05	28.2
タイ	67,448	0.54	34.7
ミャンマー	55,167	1.07	27.2

出所：米国 CIA World Factbook

主要5カ国のなかではタイが相対的に成熟化し、フィリッピンが人口構成の面からは最も若い国と言える。図1-1が示している日本を含む6カ国の人口ピラミッドよりも明らかだ。将来の市場規模を人口面から考えた場合にはフィリッピンが有望だが、市場の購買力を支える経済力はどうだろうか。

経済力は国内総生産(GDP)、1人当たりGDPなどで測ることが可能だ。5カ国について、これらの数字を見ると、表1-2が示す通り、フィリッピンの1人当たりGDPはベトナムを上回っている。

しかし、フィリッピンの貧困率はインドネシア、ベトナムを大きく上回っており、他国との比較では中間層が薄い。耐久消費財の市場は1人当たりGDPが示すレベルまで成長していないものと想像できる。これは、例えば、

表 1－3 の自動車の販売台数に表れている。

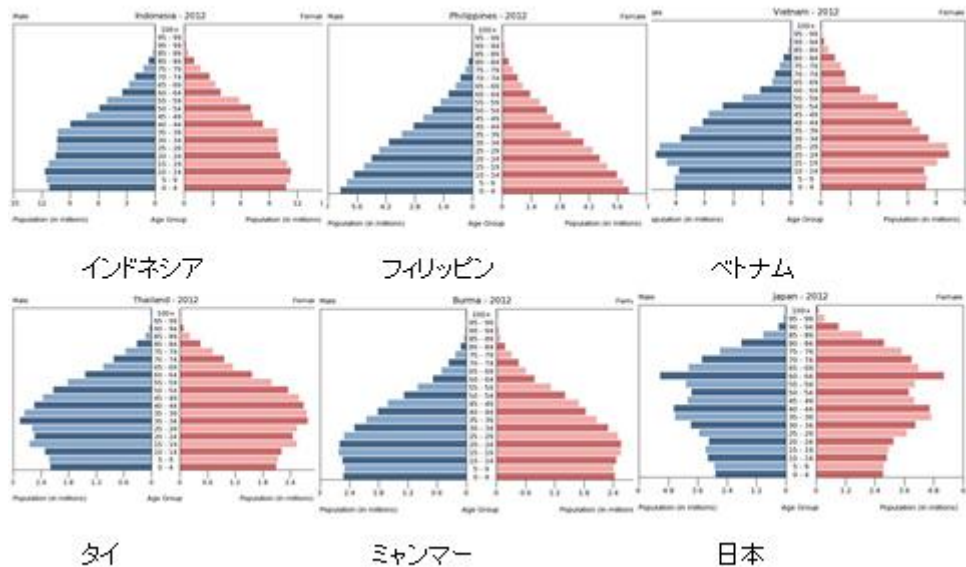


図 1－1 東南アジア 5 カ国と日本の人口ピラミッド

出所：米国 CIA World fact book

表 1－2 東南アジア 5 カ国の GDP、1 人当たり GDP、貧困率

国名	国内総生産 (億米ドル)	1人当たりGDP (米ドル)	貧困率
インドネシア	8949	3660	12.5
フィリッピン	2407	2462	26.5
ベトナム	1377	1532	14.5
タイ	3770	5848	8.1
ミャンマー	541	849	32.7

出所：国際通貨基金（IMF）及び米国 CIA World Factbook

表 1－3 東南アジア 4 カ国の自動車販売台数

出所：トヨタ自動車資料など

国名	インドネシア	タイ	フィリッピン	ベトナム	ミャンマー
年間販売台数 (1000台)	891	794	165	111	N. A.
販売台数1台当たり人口	282	85	653	833	N. A.

アジア 5 カ国は、ここ数年順調な経済発展を続けており、2012 年の成長率は、インドネシア 6.5%、フィリッピン 4.8%、ベトナム 5.1%、タイ 5.6%。ミャンマー 6.2%である。この成長率が今後も続く前提で考えれば、今のタイと同じレベルの 1 人当たり GDP を達成するのに、インドネシアで 10 年弱、ミャンマーでは 30 年以上必要になる。

しかし、東南アジア諸国では、労働人口のうち 30%～70%が、生産性が相対的に低い農業部門に留まっていることから、製造業が発展し農業部門から工業部門への人口移動が起これば成長がさらに加速することも、おおいにあり得るものと想像できる。

経済成長がさらに継続する場合に問題となるのは、製造業の発展と国民生活向上を支えるための十分な電力供給を確保できるのか、その場合、どのような発電設備が作られることになるのか、火力発電設備の燃料手当は可能なのか、温暖化問題への影響はどうなるのかということである。

2. 東南アジア諸国の電力供給の現状と将来

東南アジア諸国の電力需要は、先進国との比較ではまだ小さい。電化があまり進んでいない農村部に多くの人口を抱えている国が多いことも、その理由の一つだ。比較的経済が発展しているタイでも全労働人口の 40%以上が農業に従事している。さらに、エネルギー・電気を大量に消費する製造業がまだ発展途上であることも影響している。

今後、農村部においても電化が進み、さらに生活水準の向上により冷房設備が家庭でも普及することが予想されることから民生用の電力需要が増加

する。加えて、製造業がさらに発展することから、産業部門でのエネルギー電力消費も増加することになる。

表 2－1 がアジア諸国の 1 人当たり電力需要を示している。仮に東南アジア主要国の電力需要が今のタイと同じレベルになるとすれば、ベトナムは発電設備量をほぼ倍増、フィリピンとインドネシアはほぼ 3 倍に、ミャンマーは 20 倍近くに増強する必要がある。

表 2－1 アジア諸国の 1 人当たり電力需要量

国名	一人当たり電力消費量(年 kWh)
韓国	9400
日本	7380
中国	3430
タイ	2080
ベトナム	1104
インド	690
フィリピン	607
インドネシア	570
ミャンマー	120
カンボジア	90
ラオス	20

出所：国際エネルギー機関資料など

東南アジア諸国では、まだ電力需要量が大きくないことから、水力発電所からの供給もかなり大きな役割を果たしている。日本でも電力需要が大きくなかった 1950 代には、「水主火従」との言葉があり、水力発電所が電力供給で重要な役割を果たしていた。

しかし、今後電力需要が飛躍的に伸びると予想されることから、一部を原

子力に頼るとしても火力発電所が供給の主体にならざるを得ない。風力、太陽光発電などの導入増もあり得るが、不安定な電源であることからその導入量には限度があり、結局は火力発電所が主体にならざるをえないと思われる。化石燃料の消費増による二酸化炭素排出、地球温暖化問題への対処が極めて重要な問題になる。

3. 日本企業の役割

化石燃料が有限であること、地球温暖化問題への取り組みが必要であることから、発電に際しては、送電線能力と電気料金への影響を考えつつ再生可能エネルギーの導入を図る必要がある。ただ発電設備能力に余裕のない新興国においては、常に発電を行うことができないために、バックアップの電源を必要とする再生可能エネルギーに多くを頼ることはできない。

今後、東南アジア諸国においては、燃料にコスト競争力がある石炭火力とコンバインドサイクルにより熱効率を高めることが可能な天然ガス火力が設備の主体になるものと思われる。

日本企業は石炭と天然ガス火力設備において優れた技術と設備を保有しており、これらの提供を通し化石燃料の消費と二酸化炭素排出削減に貢献することが可能である。また、エネルギー効率に優れた製造設備、熱電併給設備、そのノウハウなどの提供を通して貢献することが可能である。

さらに、エネルギー、電気を消費する多くの設備に関しても、日本企業は省エネの技術を保有している。ハイブリッド車、省エネエアコン、省エネ家電の提供も、東南アジア市場において日本企業が果たすべき重要な役割である。

東南アジア市場において、日本は大きな影響を持つものの、国によってはその影響力が限られている。東南アジア 5 カ国の輸出入における日本のシェアを表 3-1 が示している。日本の優れた技術と設備により、市場における日本の存在感を高める必要がある。

また、そのためには、新興国における温室効果ガスの削減を日本と新興国が協力して行い、削減分を両国が分け合って利用する二国間オフセット・クレジット制度などを活用することも極めて重要になる。第 4 章で触れる通り、現在日本政府は東南アジア諸国を中心に新興国政府と二国間オフセット・クレジット制度に関する議論を進めている。交渉の進捗が待たれる。

表 3-1 東南アジア 5 カ国の貿易における日本のシェア

インドネシア

輸出 199	日 11.6	中 11.3	シン 9.1	米 9.1	韓 8.1
輸入 185	中 14.8	シン 14.6	日 11.0	韓 7.3	米 6.1

フィリッピン

輸出 52	日 18.5	米 14.8	中 12.7	シン 8.9	香 7.7
輸入 63	日 10.8	米 10.8	中 10.1	シン 8.1	韓 7.3

ベトナム

輸出 109	米 18.0	中 11.0	日 11.0	独 3.7	N.A.
輸入 110	中 22.0	韓 13.2	日 10.4	台 8.6	タイ 6.4

タイ

輸出 218	中 12.0	日 10.5	米 9.6	香 7.2	マレ 5.4
輸入 214	日 18.4	中 13.4	UAE 6.3	米 5.9	マレ 5.4

ミャンマー

輸出 9	タイ 36.7	中 18.8	印 14.1	日 6.6	N.A.
輸入 7	中 38.8	タイ 22.6	シン 9.7	韓 5.4	マレ 4.5

注：輸出入の数字は 10 億米ドル、国名の後の数字はシェア。

シンはシンガポール、マレはマレーシア。

出所：CIA World Factbook

第2章 エネルギー・電力事情

飯沼芳樹、渡里直広

1. エネルギー資源

ベトナムは日本よりも小さい国土面積ではあるが、エネルギー資源には恵まれており、石油・天然ガス・石炭の生産は、東南アジア地域では屈指の規模である。しかし、近年の急激な経済成長に伴い、エネルギー需要も急増しており、遂に石油に関しては 2011 年に純輸入国となり、石炭も 2015 年頃には純輸入国となる公算が高くなっている。以下では、米国エネルギー省や海外電力調査会、(独) 新エネルギー産業技術総合開発機構 (NEDO)、石油エネルギー技術センター (JPEC) 等の情報をもとにベトナムのエネルギー情勢について概観する。

(1) エネルギー消費

2010 年における資源別エネルギー消費内訳は以下の図 1-1 の通りとなっている。このうち、最大の割合を占めているバイオマスは、薪炭などであり、米国エネルギー省の推計では、その 6 割は家庭で消費されている。

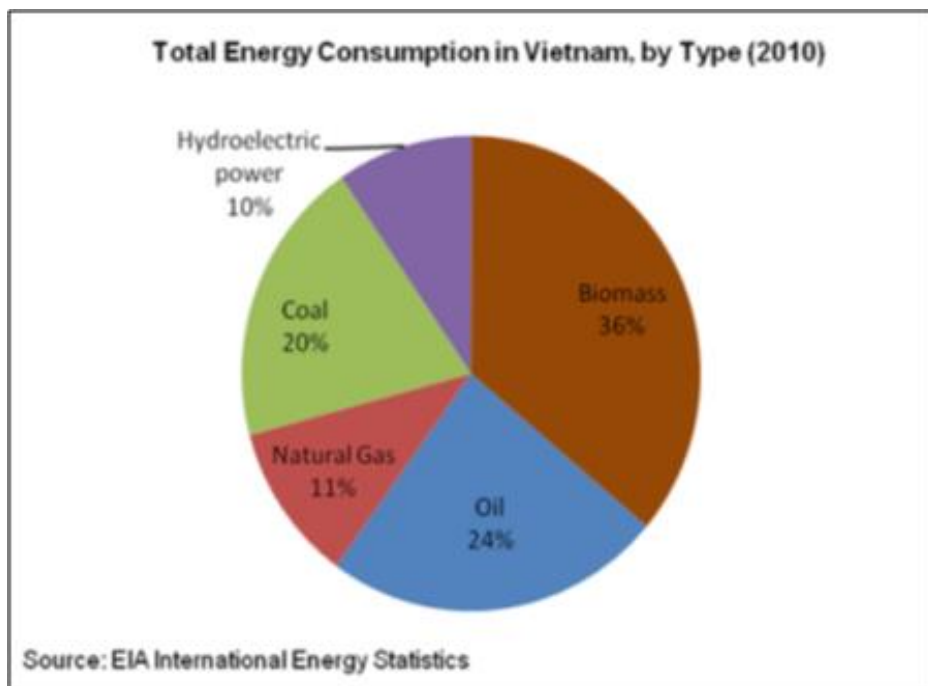


図 1-1. 資源別エネルギー消費内訳 (2010 年)

(資料) EIA International Energy Statistics.

（２）石油

石油の確認埋蔵量は、2012 年 1 月時点で、44 億バレルとなっており（Oil & Gas Journal 誌推計）、前年比で 6 億バレル増加した。この数字は、ベトナムがアジア太平洋地域において、図 1－2 の通り、中国・インドに次いで第 3 位となる豊富な石油埋蔵量を有していることを示している。この増加は、ベトナムがオフショア油田の探鉱・開発に注力したことが一因である。ベトナム周辺には未開発な海域が比較的広範に残されており、この埋蔵量は更に増加する可能性を含んでいる。

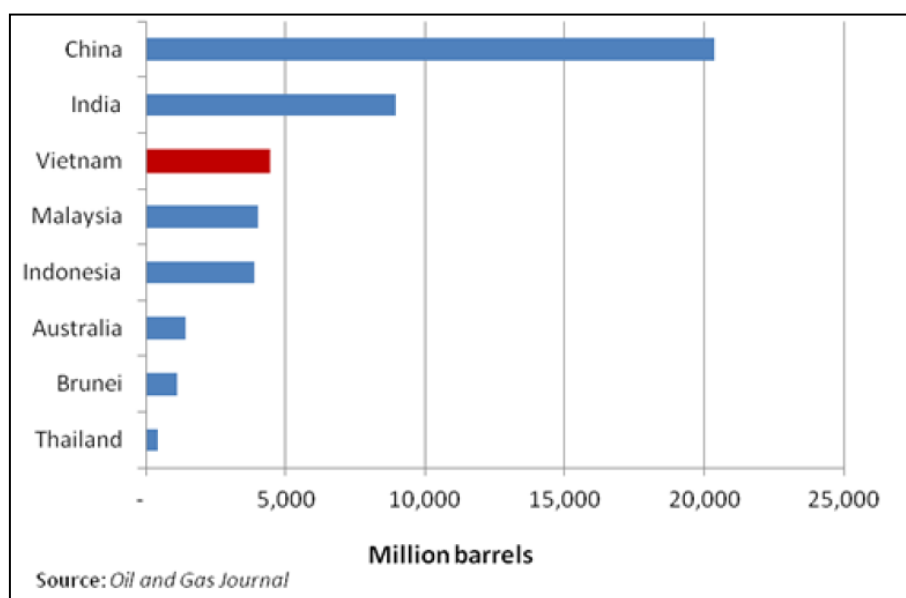


図 1－2. アジア・太平洋地域各国の石油埋蔵量（2012 年 1 月 1 日時点）
（資料）Oil and Gas Journal.

近年における石油生産・消費量の推移は、図 1－3 の通りであり、生産量は 2004 年までは比較的順調に増加していたが、2004 年に 40 万バレル/日強を記録した後、徐々にではあるが減少に転じている。2011 年の生産量は、32.6 万バレル/日となった。他方、消費量は増加を続けており、2010 年には 32 万バレル/日に達した。ベトナムは従前より、原油を輸出して石油製品を輸入しているが、これまでは、輸出量が輸入量を上回っていた。しかし、米国エネルギー省は、ベトナムは 2011 年に、石油の純輸入国に転じたと推計している。

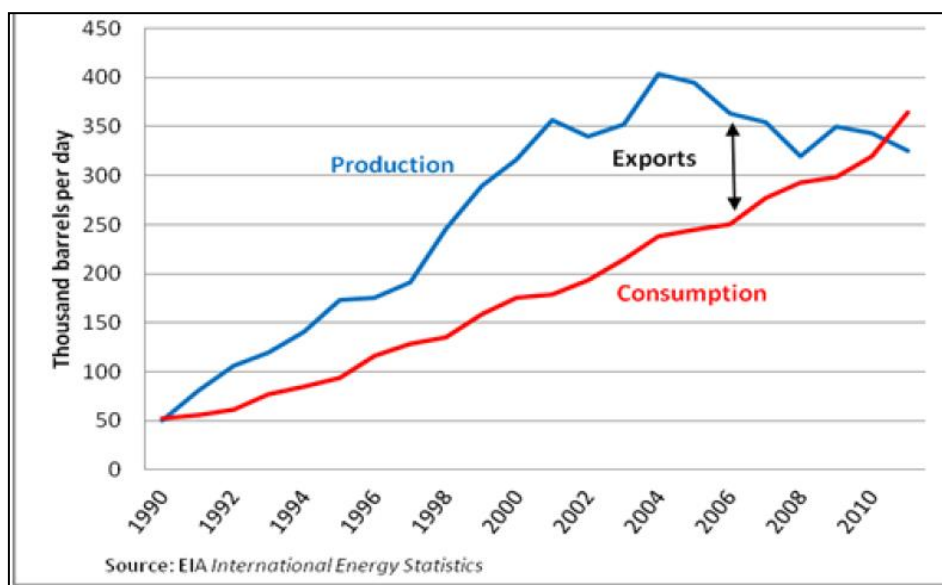


図 1－3．石油生産・消費量推移（1990～2011 年）

（資料）EIA International Energy Statistics.

石油生産に関しては、近年における積極的な油田探鉱・開発の結果、短期的には5万バレル/日程度は増加するものとみられている。しかし、生産量の中長期的維持・増産のためには、更なる新規油田の探鉱・開発に努力を傾注する必要があるだろう。

（3）天然ガス

天然ガスの確認埋蔵量は、2012 年 1 月時点で、24.7 兆立方フィート(CF)となっており（Oil & Gas Journal 誌推計）、政府によるオフショア・ガス田の積極的な探鉱・開発政策の結果、埋蔵量も増加している。

天然ガス生産・消費量は図 1－4 の通りであり、生産量は 90 年代後半以降、急速に増加しているが、同様に急速に拡大している国内天然ガス市場に対して、その全量が向けられている。なお、国内における天然ガス需要の約 9 割は発電用である。

天然ガス生産量は、2010 年には 2900 億 CF となったが、生産量は今後も更なる増加が見込まれている。

他方、天然ガス需要は、ガス生産量の増加を凌駕する形での増加の可能性が指摘されており、PetroVietnam では、2025 年までには年間 5000 億 CF 弱の需給ギャップが生じると予測している。このため、政府は、LNG の導入を

検討しており、LNG ターミナル建設準備を開始している。

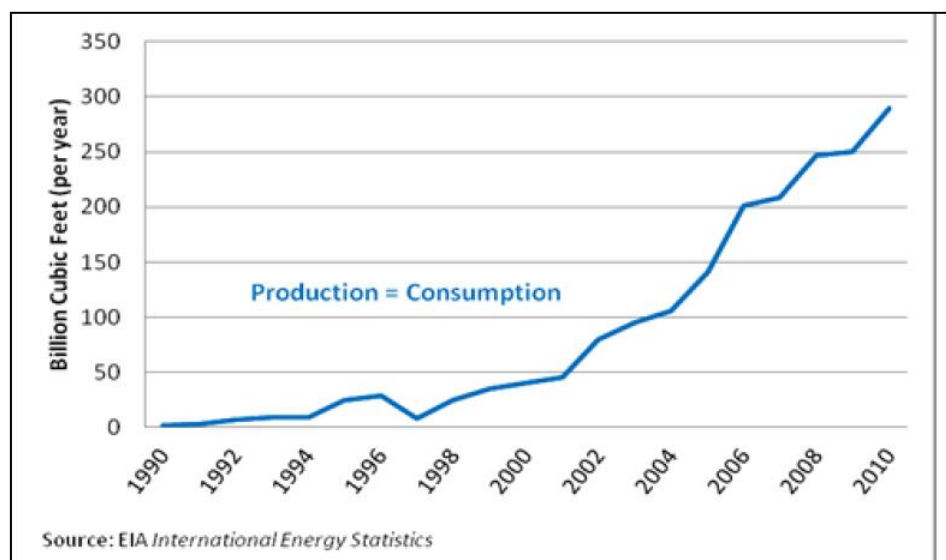


図 1－4．天然ガス生産・消費量推移（1990～2010 年）

（資料）EIA International Energy Statistics.

（４）石炭

ベトナム石炭鉱産グループ（VINACOMIN）では、現在採掘を中止している Red River 炭田を除いたベトナム全土における石炭埋蔵量を 59 億トンと推定している。ベトナムの石炭の特色は、その大部分が無煙炭であるという点であり、上記推定でも、実に埋蔵量の 98% を無煙炭が占めている。

石炭生産量は、図 1－5 の通り、ほぼ毎年増加してきている。ただ、2008 年以降は、4,000 万トン強で推移、増加の幅が縮小してきていることが分かる。また、ベトナムは石炭輸出国であり、特に 2007 年には中国の輸入急拡大に伴って輸出量も急増したが、2008 年以降はベトナム国内における需要増で輸出量も減少傾向にある。

ベトナム政府は、2012 年 1 月に「石炭開発マスタープラン 2011」を承認・公表したが、その中では、今後の石炭生産計画について、2020 年に 7,500 万トン弱、2030 年には 9,000 万トン弱とする方針である。

他方、石炭需要は、発電用を中心に生産量を上回るペースでの増加が予測されており、「石炭開発マスタープラン 2011」では、ベースケース（前提：経済成長率=7～7.5%）の場合でも、2016 年以降は石炭の純輸入国となると

予想している。実際、ベトナムは 2005 年以降、石炭の輸入を開始、エネルギー研究所 (IE: Institute of Energy) の統計では 2010 年には 120 万トン弱を輸入した模様である。

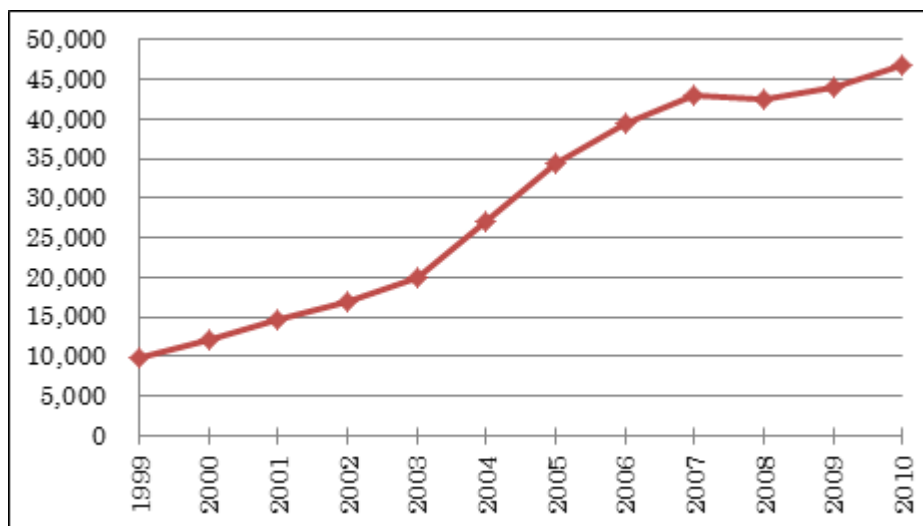


図 1－5．石炭生産量推移（原炭ベース）[単位：千トン]
（資料）VINACOMIN 資料.

2. 電気事業体制と電力設備

（1）電気事業の経緯

ベトナムでは、1976 年の南北統一を機に電気事業体制が再編され、1994 年までエネルギー省（MOE）が、北部、中部、南部の 3 地域にそれぞれ設立された電力公社や電力設備調査・設計公社などを横並びの形で直接管轄していた。

1995 年には更なる電気事業体制の再編がなされ、MOE と重工業省、軽工業省が統合して工業省（MOI）が設立されたほか、電力会社も、ドイモイ政策の一環で国営企業の改革を推進する首相決定（No. 90/TTg、No. 91/TTg）が 1994 年になされたことを受け、地域電力 3 社が統合してベトナム電力公社（EVN）が設立された。EVN は MOI の管轄下に置かれ、MOI が EVN を通じて電力分野を統括する体制が形成された。

それ以降の電気事業略史を、表 2－1 に示す。

表 2－1. 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」にかかる首相決定
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」にかかる首相決定
	「2020 年までの原子力長期戦略」にかかる首相決定
2006 年 7 月	ベトナム電力公社がベトナム電力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）」にかかる首相決定
2007 年 12 月	「国家エネルギー戦略」にかかる首相決定
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」にかかる首相決定
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）」にかかる首相決定
2011 年 10 月	MOIT の配下にある部署が統合され、エネルギー総局が発足
2012 年 6 月	EVN 発電事業の 3 社（Genco1～3）分割を MOIT が承認
2012 年 7 月	競争的発電市場の本格運用が開始

（資料）海外電力調査会資料など。

（２）電気事業体制の現状

（a）電力関連の行政機関

電力関連の行政機関を図 2－1 に示す。「商工省（MOIT：Ministry of

Industry and Trade)」は 2007 年 7 月に工業省と商業省が統合したものであり、各産業に加え、電力・エネルギーの分野を管轄している。「計画投資省 (MPI : Ministry of Planning and Investment)」は、「国家マスタープラン」や投資分野における管理責任を負っており、今回の出張で訪問した「外国投資庁 (FIA : Foreign Investment Agency)」は MPI の下部組織となる。その他、「資源環境省 (MONRE : Ministry of Natural Resources and Environment)」は、環境規制などを担当する。

MOIT の下部組織として、電力市場の開発および規制を管轄するベトナム電力規制局 (ERAV : Electricity Regulatory Authority of Vietnam)、および、エネルギー政策の原案作成や全国・地域レベルの電力開発計画の策定、電力設備・機器に関する調査・研究などを担当する IE がある。

最近の動きとして、2011 年 11 月 1 日より MOIT 内部に「エネルギー総局 (GDE : General Department of Energy)」が設けられた。同局は、従来のエネルギー局に他のエネルギー関連局が取り込まれた形となっており、政府によるエネルギー産業の運営・管理を支えている。

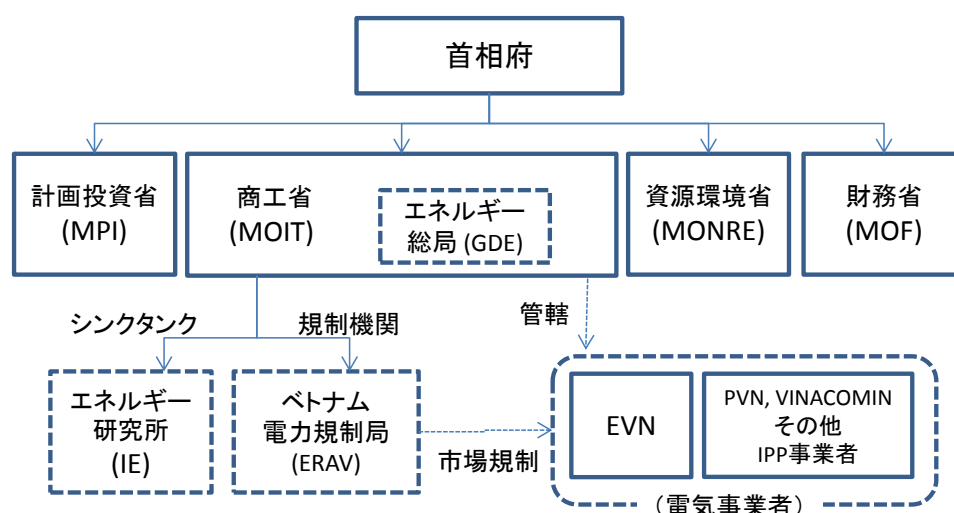


図 2-1. 電力セクター組織図

(資料) 海外電力調査会資料など。

(b) ベトナム電力グループ (EVN : Vietnam Electricity)

EVN は、1995 年に政府の電力政策によって、発電・送電・配電を一貫して運用する国営企業として設立された。しかし、電力市場の形成を進める中で、

事業者間の競争を促進するべく同社の組織再編が検討され、2005 年 1 月や 2006 年 6 月の首相決定に基づき、EVN の組織再編が進められている。さらに 2010 年 7 月には国営企業法が廃止され、EVN は国を単独所有者とする有限会社（一人有限会社）として位置付けられている。図 2－2 にベトナムの電力供給体制を示す。

EVN はグループとして、主要発電所、給電指令所、送電会社、配電会社などを保有し、管理している。子会社の形態は、EVN が 100% 保有し予算も EVN が割り振る「直轄企業」、EVN が 100% 保有するも独立採算形式をとる「独立採算企業」、および EVN が部分的に株式を保有する株式会社である「JSC (Joint Stock Company)」に分けられる。

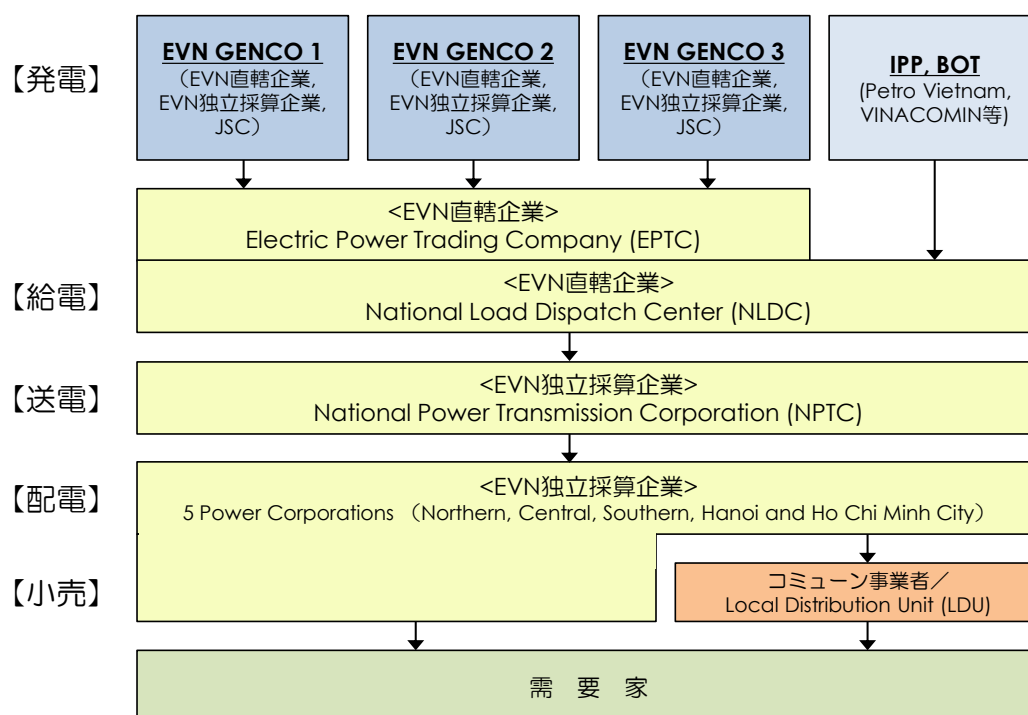


図 2－2. ベトナムの電力供給体制

注：→は電気の流れを示す。

（資料）海外電力調査会資料など。

① 発電子会社

ベトナム国内の発電所は、大きく EVN 傘下の発電所と IPP 事業者が所有する発電所に分類できる。2010 年末時点で、総発電設備容量（18.49GW）に占める EVN グループのシェアは 74%（13.68GW、グロス）であり、そのうち EVN

の直轄企業・独立採算企業が約 5 割分を、JSC が約 2 割分を占める。エネルギー政策上重要な発電所などを除き一部の発電会社は、株式会社化が進行中である。さらに競争的発電市場の本格運用（後述）に合わせて 2012 年 6 月には、EVN グループの発電所が大きく 3 つの会社（EVN GENCO 1～3）に分割され、EVN の直轄企業・独立採算企業、JSC がそれぞれの傘下に入っている。

② 国家送電会社（NPT : National Power Transmission Corporation）

EVN 直轄企業の NPT は、2008 年 7 月に、北部（PTC1）、中北部（PTC2）、中南部（PTC3）、南部（PTC4）の 4 送電会社を統合する形で設立された。同社はベトナム全体の 220kV～500kV 送電設備を保守・運用管理しており、送電設備の拡充計画や増強計画などの建設投資も請け負っている。

③ 中央給電指令所（NLDC : National Load Dispatching Center）

EVN 直轄企業の NLDC は、北部、中部、南部の各地域にある「地域給電指令所（Regional Dispatch Center）」と調整を取りつつ、給電システムを運用している。NLDC の主要業務は、500kV、220kV および 110kV 系統の運用や発電所への運転指令であり、南北ベトナムの需給調整の要となっている。また、2012 年 7 月から本格運用が開始した VCGM（競争的発電市場、後述）も NLDC が対応している。

④ 電力取引会社（EPTC : Electric Power Trading Company）

EVN 直轄企業の電力取引会社（EPTC）は、電力買電契約（PPA）締結など EVN の電力取引にかかる窓口の役割を担う。VCGM では、シングル・バイヤーとしての役割を担っている。

⑤ 配電・小売事業者（PC : Power Corporation）

独立採算企業である PC5 社（①北部配電会社（NPC）、②南部配電会社（SPC）、③中央配電会社（CPC）、④ホーチミン市配電会社（HCMC）、⑤ハノイ市配電会社（HNPC））が地域別に設置され、独立採算制で各地域の需要家や後述の「Commune 事業者」へ電力を供給している（図 2－3）。また、PC は 110kV 以下の送配電線の運転・保守、料金収集などの営業業務、さらに地方電化などを実施している。



図 2－3. EVN 5 配電会社の管轄

(資料) 海外電力調査会資料.

(c) IPP 事業者

IPP 事業者には、出資構成によって、JSC のほかに、100%外国資本、外国資本と国内資本の組み合わせ、100%国内資本の形式がある。100%国内資本で発電事業に参入している代表的な IPP 事業者として、「ベトナム石炭鉱産グループ (VINACOMIN)」と「国営石油ガスグループ (ベトロベトナム: PVN)」が挙げられる。海外投資家は BOT 契約の形で IPP 事業に参入するケースが見られる。

(d) コミューン (Commune) 事業者/LDU (Local Distribution Unit)

主に遠隔地では、PC 以外に約 9,000 社近くの「コミュニティ (Commune、日本の村に相当) 事業者」および「LDU (Local Distribution Unit)」と呼ばれる小規模配電事業者が存在している。各事業者は PC から卸電気料金 (全国一律料金) で購入し、地方人民委員会の認可を受けた小売料金で需要家に電力を販売している他、保有する配電設備の管理も実施している。現状では、事業者の数は減少傾向にある。

3. 電力設備の現状

(1) 発電設備

図3-1に示す通り、2011年末時点でベトナムの発電設備容量は22,029MWであり、2001年の8,227MWから年平均10.5%で増加している。IPP等（自家発電含む）の伸びが特に大きい。2011年における電源設備の構成比率は、水力40%、ガス14%、石炭10%、石油2%、ディーゼル1%、その他IPP等は32%となっており、全体として水力が主力の電源構成となっている。

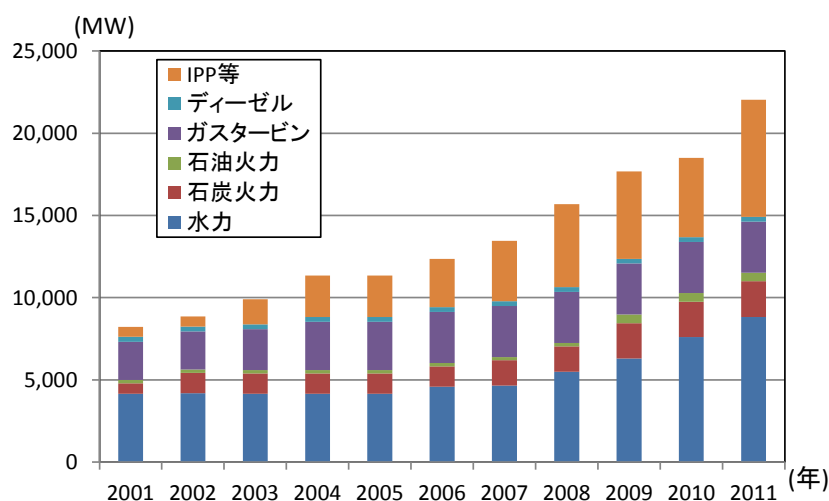


図3-1. 発電設備容量の推移

注：2010年データは出所が異なる。

(資料) EVN, Corporate Profile 各年版など

(a) 水力発電設備

水力発電設備容量は、IPPなどの他の事業者を含めると10,037MWであり、88%に相当する8,821MWをEVNとJSCが所有し、残りの12%に相当する1,216MWをIPPなど他の事業者が所有している。

大規模水力発電所のダムは①発電、②治水、③灌漑、④水路の交通(輸送)、の観点から国家政策上でも重要な位置づけにあるため、EVNが引き続き管理していく考えである。

(b) 火力発電設備

火力発電設備容量は、IPP などの他の事業者を含めると 11,992MW であり、51%に相当する 6,095MW を EVN と JSC が所有し、残りの 49%に相当する 5,897MW を IPP など他の事業者が所有している。燃料別で見ると、ガスが最も多く 61.7%、ついで石炭の 28.1%となっている。石油やディーゼルは少ない。

(c) 再生可能エネルギー

再生可能エネルギーとしては、風力、太陽光、地熱、バイオマス、海洋エネルギーなどのポテンシャルがあるとされ、開発可能な資源量は全体で 2.7～3.3GW と推定されている。ベトナムは農業国であるとともに、3,200km に及ぶ海岸線および海域を持っており、多岐にわたる自然エネルギー資源の利用が可能である。これらの利用については数十年に渡り研究が進められてきたが、開発されたのはごく一部にすぎない。なお、風力発電導入支援として、固定価格買取制度（買取価格 1,614 ドン（6.4 円）/kWh、税金を除く）が 2011 年 8 月 20 日から開始している。

(2) 流通設備

(a) 流通設備の概要

電力系統は、ハノイを中心として水力発電所が集中する北部系統、ホーチミンを中心としてガス火力発電所が集中する南部系統、これらの中に位置し南北を連系する中部系統の 3 系統に大きく分けられる。1994 年に南北を縦断する 500kV 送電線が完成したことにより、北部、中部、南部が連系され、2005 年に第 2 ルートが完成している。図 3-2 に電圧別の回線延長および変電所の変圧器容量の推移を、表 3-1 に電圧階級を示す。

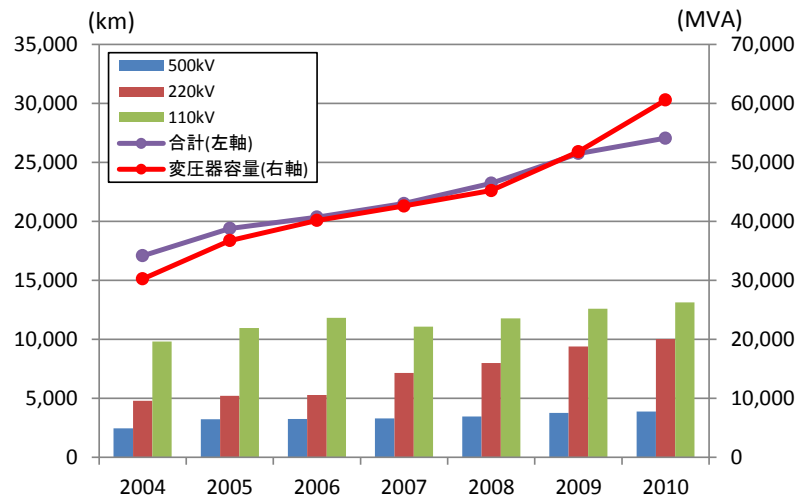


図 3－2．送電線延長および変圧器容量の推移

(資料) EVN, Corporate Profile 各年版

表 3－1．電圧階級と所管部門

電圧階級		公称電圧	所管
超高圧	220kV 超過	500kV	送電会社 (PTC)
高圧	35kV 超過 220kV 以下	220kV 110kV	
中圧	1,000V 超過 35kV 以下	6kV, 10kV, 15kV, 22kV, 35kV	配電事業者 (PC) 一部の低圧は 地域の配電事業者 (LDU)
低圧	1,000V 以下	380V, 440V/220V	

(資料) 商工省通達 No. 32/2010-BCT、EVN Corporate Profile など

(b) 流通設備の運用管理

基幹系統となる 220kV 以上の送変電設備の保守管理や建設、投資計画等については、国家送電会社 (NPT) が管轄している。一方、系統運用については、中央給電指令所 (NLDC) が管轄しており、NPT に対して運転指令や停電計画の調整等を行っている。NPT は、地域別の子会社 (PTCs : Power Transmission Company No. 1～4) を 4 社有し、それぞれ PTC1 が北部、PTC2、PTC3 が中部、PTC4 が南部における既設送電線の保守管理を行っている。中部が 2 社に分割されている理由は、地形が南北に長く、歴史的に北緯 17 度

線を境として、北は旧ソ連、南は主にアメリカの支援を受けたことから、周波数（北は 50Hz、南は 60Hz）や電圧等、南北で設備仕様が大きく異なっていた経緯による。なお、周波数は現在、50Hz で統一されている。

110kV 以下のローカル系統については、各地域の配電事業者（PC）が送変電および配電設備を所有し、保守管理や運転等を行っている。このため、日本の電力会社における配電部門のイメージとは異なり、110kV 系の送電線および配電用変電所も所有している。

（３）送配電損失

EVN では 2010 年までに送配電損失を 10% 以下へ低減することを目標に掲げ、基幹系統をはじめとする送配電電圧の昇圧や系統整備、設備基準の整備、設備更新などを進めてきた。それにより、損失率が 1991 年の 25.5% から 2010 年には 10.15% まで低減している（図 3－3 参照）。

しかしその一方で、地方では電力損失が数十%にものぼる例や低電圧により供給地点において家電製品が使用できないといった例などが指摘されており、長距離にわたり径の細い低圧線が架線されているものも見受けられる。

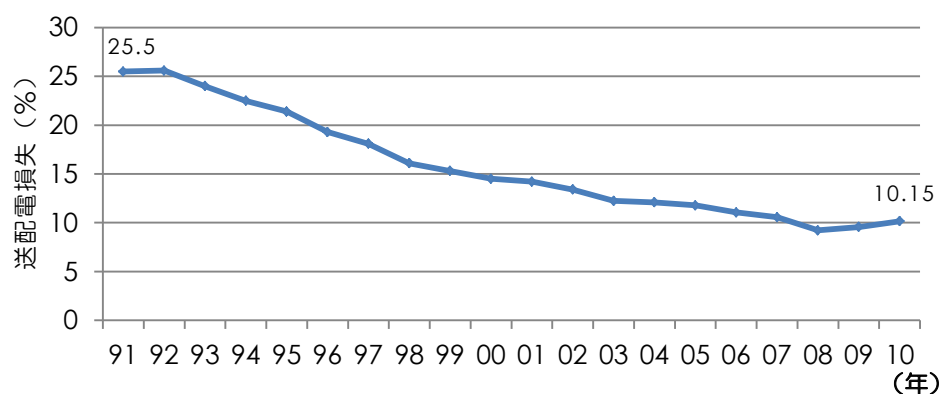


図 3－3． 送配電損失の推移（%）

（資料）EVN Corporate Profile 各年度版

4. 電力設備拡張計画

ベトナムでは、社会経済全体の発展を企図して 10 年間を俯瞰した「社会経済発展戦略 (Socio Economic Development Strategy : SEDS)」および、そ

の戦略に基づいた「社会経済発展 5 か年計画(Socioeconomic Development Plan : SEDP)」を踏まえて、部門ごとにマスタープランが策定されている。

電力部門に関する「電力マスタープラン」は、凡そ 5 年ごとに策定されており、現時点における最新版は、2011 年 7 月に首相承認された「2011～2020 年の国家電力マスタープランおよび 2030 年までのビジョン」(No. 1208/QD-TTg)で、これは通称 PDP7 と呼ばれている。以下では、第 7 次電力マスタープランの内容に関して概観する。

(1) 需要想定

ベトナムの電力需要想定は、商工省(MOIT)管轄下のエネルギー研究所(IE)が行っている。但し、想定作業においては EVN を含めた関係機関から情報収集しており、IE はその「取り纏め」という存在である。

第 7 次電力マスタープランにおいては、低シナリオ、基本シナリオ、高シナリオの 3 種の需給想定がなされているが、ここでは基本シナリオについて触れることとする。

第 7 次電力マスタープランの基本シナリオにおける想定値は表 4-1 の通りとなっている。すなわち、2020 年における販売電力量は 2,899 億 kWh と見込まれている。2010 年の実績値が 868 億 kWh だったことからみると、年率平均で約 13%の増加が継続して 3.3 倍となるとの計算である。また、最大電力も同じ期間で 3.2 倍に増加して 52,040MW になると想定している。

さらに、2030 年における想定値は、販売電力量 6,152 億 kWh、最大電力 110,215MW としており、2010 年実績からそれぞれ 7.1 倍、6.9 倍になると見込んでいる。

表 4-1 第 7 次電力マスタープランにおける需給想定（基本シナリオ）

項 目			実績値	計画値		
			2010	2015	2020	2030
電力需給 の想定	販売電力量	(億 kWh)	868	1,698	2,899	6,152
	最大電力	(MW)	16,048	30,803	52,040	110,215

(資料) 第 7 次電力マスタープラン、海外電力調査会資料をもとに作成。

次に今般の第7次電力マスタープランと、その前に想定を行った第6次電力マスタープラン(2007年7月)とを比較する。第7次電力マスタープランと第6次電力マスタープラン双方における基本シナリオの最大電力想定値を比較したものが図4-1である。

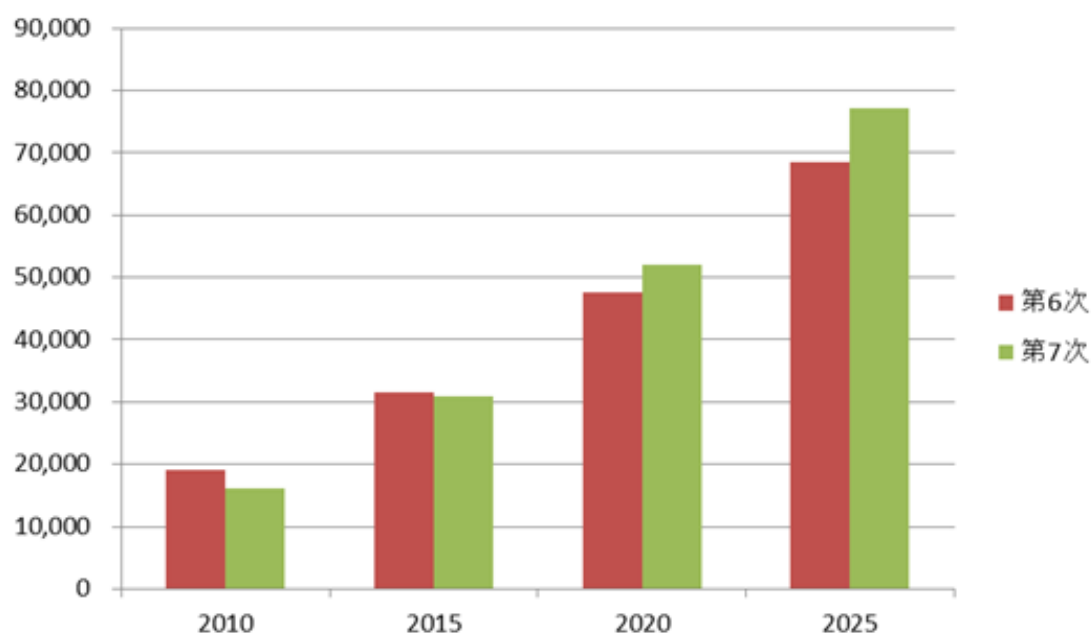


図4-1 第6次・第7次電力マスタープランにおける最大電力の比較

注：2010年の第7次電力マスタープランは実績。

(資料) 第6次および第7次電力マスタープラン、海外電力調査会資料をもとに作成。

第7次電力マスタープランにおける2010年の数値は実績値であるが、それは第6次電力マスタープランにおける2010年想定値よりは若干低い水準に止まった。しかし、今後の想定値をみると2020年以降については、第7次マスタープランは第6次マスタープランの想定を引き上げていることが分かる。

(2) 電源開発計画

(a) 電力需要動向と第6次マスタープランの実績

ベトナムにおける最大電力の推移は表4-1の通りとなっており、2010年には16,048MWとなった。最大電力は毎年10%を超える増加を続けている。

表 4－1 最大電力の推移（2001～2010 年）

年	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
最大電力 (MW)	5,655	6,552	7,408	8,283	9,255	10,187	11,286	12,636	13,952	16,048
増加率 (%)	－	15.9	13.1	11.8	11.7	10.1	10.8	12.0	10.4	15.0

（資料）海外電力調査会資料をもとに作成.

こうした旺盛な電力需要の伸びに対応するため第 6 次マスタープランに基づいた電源開発計画が進められてきたが、資金調達や土地取得等に伴う問題のため発電所建設の遅延も発生した。表 4－2 が第 6 次マスタープランにおける電源開発計画とその実行率であるが、2006 年から 2010 年までの 5 年間における実行率は 7 割を割っている。

表 4－2 第 6 次電力マスタープランにおける電源開発計画と開発実行率

項 目	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2006～10 年
計画の開発 設備容量	861 MW	2,096 MW	3,271 MW	3,393 MW	4,960 MW	14,581 MW
実際の開発 設備容量	756 MW	1,297 MW	2,251 MW	2,136 MW	3,641 MW	10,081 MW
開発実行率	87.8%	61.9%	68.8%	63.0%	73.4%	69.1%

（資料）第 6 次電力マスタープラン，JETRO，海外電力調査会資料をもとに作成.

（b）第 7 次マスタープランの概要

こうした第 6 次マスタープランの状況を踏まえて 2011 年 7 月に第 7 次マスタープランが策定された。第 7 次マスタープランにおける電源計画の概要は表 4－3 の通りである。

表 4－3 電源計画の概要(第 7 次マスタープラン)

項 目	計画値 (MW)	
	2020 年	2030 年
水力発電 (揚水発電を含む)	19,200	24,900
ガス火力発電	12,400	17,300
石炭火力発電	36,000	70,000
原子力発電	1,000	10,700
風力発電	1,000	6,200
バイオマス発電	500	2,000
電力輸入	2,200	7,000
その他	2,700	8,700
合 計	75,000	146,800

(資料) 第 7 次電力マスタープラン、海外電力調査会資料をもとに作成。

電源別にみると、火力発電のウェイトを高める予定であり、特に石炭火力の新設が多く計画されている。この計画分をすべて国内炭で賄うことは困難であり 2015 年頃からは輸入炭を燃料とする発電所の建設が計画されている。また、ガス火力についても一部は LNG を燃料とする発電所とすることが予定されている。

水力発電に関しては、洪水対策の観点からも総合プロジェクトとして優先的に開発していく方針である。さらに揚水発電についても電力系統の効率運用の観点から開発を検討していく方針であり、2030 年には設備容量を 5,700MW に引き上げる予定である。

さらにエネルギー供給安定化の観点等から、原子力発電導入を進める計画であり、2008 年 6 月には「原子力基本法」が可決されている。第 7 次電力マスタープランでは、2030 年までに 10,700MW の原子力発電設備建設が計画されており、2020 年にはベトナム最初の原子力発電ユニットの稼働が予定されている。なお、ベトナムは、ロシアと 2010 年 10 月末に、ベトナム初となる中南部 Ninh Thuan 省 Thuan Nam 地区 Phuoc Dinh エリアに建設予定の「第一サイト」(2 基 2GW) の建設協定に調印、次いで「第一サイト」と同じ Ninh Thuan 省の Ninh Hai 地区にある Vinh Hai エリアに建設予定の「第二サイト」

(2 基 2GW) の建設パートナーとして日本を選定することを日越首脳会談で合意している。

再生可能エネルギーについては、風力、バイオマス、太陽光などを優先的に開発し、電源に占める再生可能エネルギー発電のシェアの増加を企図している。

5. 電気料金

(1) 料金の現状

電気料金は平均販売単価で 6.56US セント (4.6 円) /kWh であり、世界的に見ても低水準である (図 5-1 参照)。このように低い電気料金を適正価格までは是正するため、電気料金の制度改革が進められ、2009 年には市場原理に基づく料金制度、全国一律の小売料金適用、貧困層への料金補助など、将来的な電気料金指針が示された。また、2011 年には、前回の料金改定から最低 3 か月経れば新たな改定ができるようになるなど、制度面での改革は意欲的に進められている。

政府はインフレへの影響を懸念し、EVN の値上げ提案に対してしばらく慎重な姿勢を示していたが、同社の財務状況の悪化を受け、2011 年 12 月から従来比で 5% の料金値上げを認め、さらに 2012 年 7 月からも 5% の料金値上げを認めている。ただし、低所得者層への配慮として、一般家庭向け 0~100kWh の第一段階目の従量料金および、貧困層向けの料金は従来通り据え置かれている。

(2) 料金制度改革の動向

近年、意欲的に進められている料金制度改革の目的を一言で言えば、「合理的かつ透明性の高い料金制度をつくり、低い電気料金を適正価格までは是正する」である。

制度改革は 2006 年に「電力市場の導入ロードマップ (前述)」で将来ビジョンが示され、2009 年に「市場原理に基づく 2010-2012 年の電気料金 (No. 21/2009/QD-TTg)」で具体的な方策が出された (図 5-2 を参照)。

この首相決定の大きな特徴の一つとして、全国一律の小売料金体系が導入されたことが挙げられる。それまで EVN 以外の電気事業者が電力を供給する場合、電気料金は各々の事業者が規定価格の範囲で独自で設定できることに

なっていたが、実態は規定を超えて販売される例もあった。全国一律の料金体系が導入されたことにより、各地に散在した EVN 以外の電気事業者は整理されていった。

ここではまた、料金調整制度や貧困層向け料金体系の導入などが示唆されており、現在具体的な細則の整備が進められている。

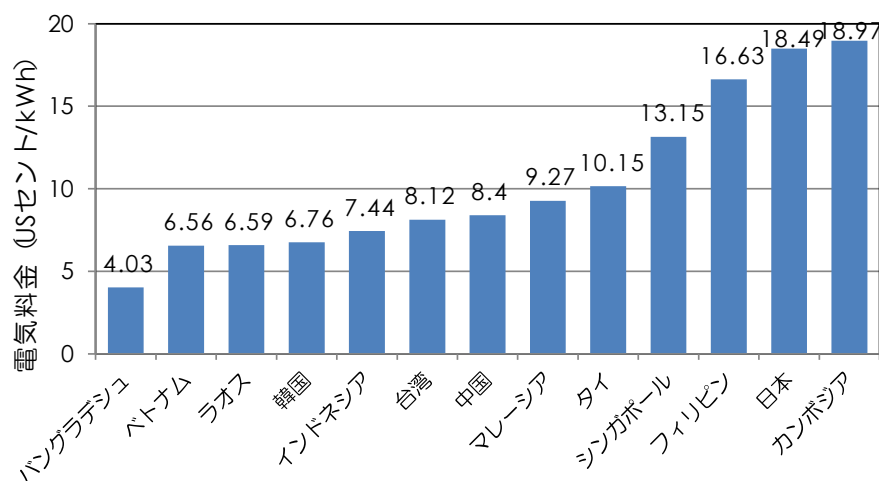


図 5 - 1. アジア諸国の電気料金比較

注: データ諸元は各国異なる。ベトナムは 2012 年度値。残りは 2010 年度値。

(資料) 海外電力調査会「アジア諸国の電力統計」など。

- 全国統一の電力小売料金の適用
- 貧困層向けの電気料金の設定
- 工業用／商業用と家庭用間の電気料金補助金支援 (Cross Subsidy) の削減
- 電力小売り事業者のライセンス制度導入
- 市場原理に基づく電気料金調整制度の導入

図 5 - 2. 2009 年首相決定 (No. 21/2009/QD-TTg) の概要

(資料) 海外電力調査会資料。

近年、国内の発電電力量に占める IPP や火力発電の割合が上昇しており、燃料費や為替による供給コストの変動を電気料金により迅速かつ適正に転嫁させる必要が出てきた。これに対応するため、2011 年 7 月の首相決定 (No. 24/2011/QD-TTg) で、燃料費や為替などの変動を電気料金に転嫁させる仕組みが整えられた。これにより、2011 年 7 月以降、EVN が最大 5% まで

の値上げを希望する場合、MOIT に改定案を提出し、MOIT から 5 営業日以内に返答がなければ、値上げが可能となっている。

(3) 料金水準の推移

平均販売単価の推移を図 5－3 に示す。現時点（2012 年 7 月以降）の EVN 平均販売単価は 1,369VND/kWh (6.56US セント) であり、2001 年の 678VND/kWh (4.60US セント) と比較してドン・ベースで約 2 倍、ドル・ベースで約 1.4 倍となっている。特に 2009 年から 2011 年にかけて実施された 4 回の電気料金改定により単価が急上昇しているが、依然として電気料金は供給コストに見合った価格となっていないと言われている。

なお、ドル・ベースの料金がドン・ベースの料金と比較して伸びを見せていない理由は、図 5－4 にあるように、2008～2010 年の間にドン安（対ドル）が進んだためである。そのため、需要家への実質的な影響を考える場合は、ドン・ベースで考える必要がある。

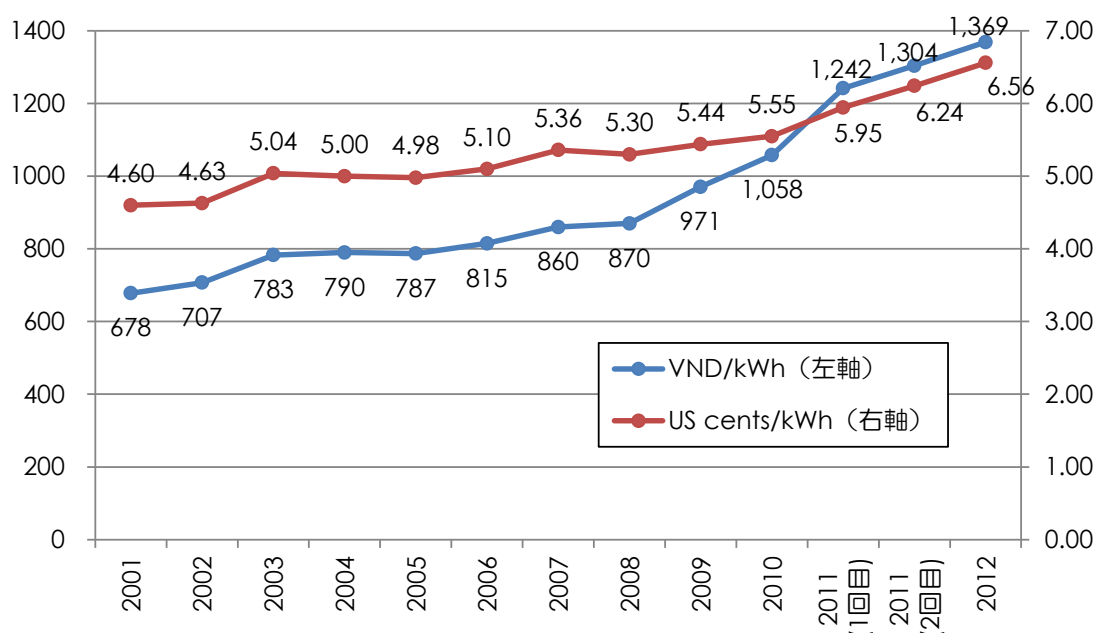


図 5－3. 平均販売単価の推移

注：2011 年以降のデータは各種商工省通達を基に作成。

(資料) IE(2011), “Tariff and fuel supply in power sector in Vietnam”
など。



図 5－4. ベトナム・ドンの対ドル為替推移

(資料) <http://www.xe.com/currencycharts/?from=USD&to=VND&view=10Y>

2009 年以降における小売料金および卸売料金の推移の詳細を表 5－1 および表 5－2 に示す。

表 5－1. 小売料金の推移（過去 5 回の改定）

(単位：VND/kWh)

No	適用対象	2012.7-	2011.12-	2011.3-	2010.3-	2009.3-
1	生産業向けの小売料金					
1,1	110kV 以上(110kV を含む)					
	a) 通常時間帯	1,158	1,102	1,043	898	835
	b) 低負荷時間帯	718	683	646	496	455
	c) ピーク負荷時間帯	2,074	1,970	1,862	1,758	1,690
1,2	22kV(22kV を含む)～110kV(110kV を含まない)					
	a) 通常時間帯	1,184	1,128	1,068	935	870
	b) 低負荷時間帯	746	710	670	518	475
	c) ピーク負荷時間帯	2,156	2,049	1,937	1,825	1,755
1,3	6kV(6kV を含む)～22kV(22kV を含まない)					
	a) 通常時間帯	1,225	1,164	1,093	986	920
	b) 低負荷時間帯	773	727	683	556	510
	c) ピーク負荷時間帯	2,224	2,119	1,999	1,885	1,830
1,4	6kV 以下(6kV を含まない)					
	a) 通常時間帯	1,278	1,216	1,139	1,023	955
	b) 低負荷時間帯	814	767	708	589	540
	c) ピーク負荷時間帯	2,306	2,185	2,061	1,938	1,900
2	灌漑揚水向けの小売料金					
2,1	6kV 以上(6kV を含む)					
	a) 通常時間帯	1,088	1,013	956	690	645
	b) 低負荷時間帯	568	526	497	281	255
	c) ピーク負荷時間帯	1,581	1,500	1,415	1,269	1,220

2,2	6kV以下(6kVを含まない)					
	a) 通常時間帯	1,142	1,084	1,023	717	670
	b) 低負荷時間帯	595	553	521	292	265
	c) ピーク負荷時間帯	1,635	1,553	1,465	1,331	1,280
3	行政・事業向けの小売料金					
3,1	病院、保育園、幼稚園、学校（高校まで）					
	6kV以上(6kVを含む)	1,252	1,184	1,117	1,009	950
	6kV以下(6kVを含まない)	1,334	1,263	1,192	1,063	1,000
3,2	公共照明					
	6kV以上(6kVを含む)	1,362	1,290	1,217	1,124	1,060
	6kV以下(6kVを含まない)	1,443	1,369	1,291	1,177	1,110
3,3	行政・事業					
	6kV以上(6kVを含む)	1,389	1,316	1,242	1,159	1,090
	6kV以下(6kVを含まない)	1,444	1,369	1,291	1,207	1,135
4	サービス業向けの小売料金					
4,1	22kV以上(22kVを含む)					
	a) 通常時間帯	1,909	1,808	1,713	1,648	1,540
	b) 低負荷時間帯	1,088	1,022	968	902	835
	c) ピーク負荷時間帯	3,279	3,117	2,955	2,943	2,830
4,2	6kV(6kVを含む)～22kV(22kVを含まない)					
	a) 通常時間帯	2,046	1,939	1,838	1,766	1,650
	b) 低負荷時間帯	1,225	1,153	1,093	1,037	960
	c) ピーク負荷時間帯	3,388	3,226	3,067	3,028	2,940
4,3	6kV以下(6kVを含まない)					
	a) 通常時間帯	2,074	1,965	1,862	1,846	1,725
	b) 低負荷時間帯	1,279	1,205	1,142	1,065	995
	c) ピーク負荷時間帯	3,539	3,369	3,193	3,193	3,100
5	生活向けの累進小売料金					
	0kWh～50kWh	—	—	—	600	600
	51kWh～100kWh	—	—	—	1,004	865
	0kWh～50kWh（低所得世帯向け）	993	993	993	—	—
	0kWh～100kWh	1,284	1,242	1,242	—	—
	101kWh～150kWh	1,457	1,369	1,304	1,214	1,135
	151kWh～200kWh	1,843	1,734	1,651	1,594	1,495
	201kWh～300kWh	1,997	1,877	1,788	1,722	1,620
	301kWh～400kWh	2,137	2,008	1,912	1,844	1,740
	400kWh以上	2,192	2,060	1,962	1,890	1,790

表５－２． 卸売料金の推移（過去５回の改定）

（単位：VND/kWh）

No	適用対象	2012.7-	2011.12-	2011.3-	2010.3-	2009.3-
6	農村向けの卸売り料金					
6,1	農村生活向けの卸売り料金					
	0kWh～50kWh	—	—	—	432	420
	51kWh～100kWh	—	—	—	753	605
	0kWh～50kWh（低所得世帯向け）	807	807	807	—	—
	0kWh～100kWh	1,014	981	981	—	—
	101kWh～150kWh	1,122	1,054	988	886	795
	151kWh～200kWh	1,419	1,335	1,279	1,227	1,120
	201kWh～300kWh	1,548	1,455	1,384	1,326	1,215

	301kWh～400kWh	1,656	1,556	1,477	1,420	1,305
	400kWh 以上	1,710	1,607	1,515	1,455	1,345
7	寮・住宅地向けの卸売り料金					
7.1	寮・住宅地生活向けの卸売り料金					
	市、省中心部の町					
	<i>a)変電所が電気売り手により投資された場合</i>					
	0kWh～50kWh	—	—	—	552	515
	51kWh～100kWh	—	—	—	889	745
	0kWh～50kWh（低所得世帯向け）	912	913	913	—	—
	0kWh～100kWh	1,181	1,142	1,142	—	—
	101kWh～150kWh	1,318	1,239	1,179	1,062	975
	151kWh～200kWh	1,668	1,569	1,515	1,419	1,315
	201kWh～300kWh	1,831	1,721	1,639	1,533	1,425
	301kWh～400kWh	1,970	1,852	1,763	1,641	1,530
	400kWh 以上	2,021	1,899	1,800	1,682	1,575
	<i>b)変電所が電気買い手により投資された場合</i>					
	0kWh～50kWh	—	—	—	540	535
	51kWh～100kWh	—	—	—	914	770
	0kWh～50kWh（低所得世帯向け）	900	900	900	—	—
	0kWh～100kWh	1,156	1,117	1,117	—	—
	101kWh～150kWh	1,277	1,200	1,142	1,099	1,010
	151kWh～200kWh	1,615	1,520	1,465	1,466	1,360
	201kWh～300kWh	1,775	1,668	1,589	1,584	1,475
	301kWh～400kWh	1,901	1,786	1,701	1,696	1,585
	400kWh 以上	1,973	1,854	1,751	1,739	1,630
	県中心部の町					
	<i>a)変電所が電気売り手により投資された場合</i>					
	0kWh～50kWh	—	—	—	489	485
	51kWh～100kWh	—	—	—	843	700
	0kWh～50kWh（低所得世帯向け）	881	882	882	—	—
	0kWh～100kWh	1,124	1,086	1,086	—	—
	101kWh～150kWh	1,246	1,170	1,111	1,008	920
	151kWh～200kWh	1,576	1,483	1,428	1,331	1,225
	201kWh～300kWh	1,737	1,633	1,546	1,438	1,325
	301kWh～400kWh	1,859	1,747	1,651	1,540	1,425
	400kWh 以上	1,907	1,792	1,701	1,578	1,465
	<i>b)変電所が電気買い手により投資された場合</i>					
	0kWh～50kWh	—	—	—	507	500
	51kWh～100kWh	—	—	—	863	720
	0kWh～50kWh（低所得世帯向け）	863	863	863	—	—
	0kWh～100kWh	1,104	1,068	1,068	—	—
	101kWh～150kWh	1,214	1,141	1,086	1,032	945
	151kWh～200kWh	1,536	1,445	1,378	1,379	1,270
	201kWh～300kWh	1,664	1,564	1,490	1,490	1,375
	301kWh～400kWh	1,790	1,682	1,602	1,595	1,480
	400kWh 以上	1,836	1,726	1,639	1,635	1,520
7.2	都市部と新築住宅地の高層住宅生活向けの卸売り料金					

	0kWh～100kWh	1,252	1,211	1,211	—	—
	101kWh～150kWh	1,422	1,336	1,273	—	—
	151kWh～200kWh	1,799	1,692	1,608	—	—
	201kWh～300kWh	1,948	1,831	1,744	—	—
	301kWh～400kWh	2,081	1,956	1,862	—	—
	400kWh 以上	2,135	2,006	1,912	—	—
7,3	寮・住宅地のその他の目的向けの卸売り料金					
7,3,1	市（都市部と新築住宅地の高層住宅を除く）、省中心部の町、県中心部の町（電圧関係なく）	1,125	1,072	1,021	1,020	940
7,3,2	都市部と新築住宅地の高層住宅					
	22kV 以上(22kV を含む)	1,823	1,272	1,636	1,574	1,463
	6kV(6kV を含む)～22kV(22kV を含まない)	1,954	1,852	1,754	1,687	1,568
	6kV 以下(6kV を含まない)	1,981	1,877	1,778	1,763	1,639
8	工業団地向け 110kV 変電所における卸売り料金					
8,1	変圧器容量が 100MVA 超過					
	a) 通常時間帯	1,113	1,060	1,003	875	814
	b) 低負荷時間帯	698	664	627	483	444
	c) ピーク負荷時間帯	2,028	1,927	1,819	1,714	1,648
8,2	変圧器容量が 50MVA～100MVA					
	a) 通常時間帯	1,108	1,055	998	871	810
	b) 低負荷時間帯	675	642	607	479	440
	c) ピーク負荷時間帯	2,019	1,917	1,813	1,706	1,640
8,3	変圧器容量が 50MVA 未満					
	a) 通常時間帯	1,103	1,050	993	859	800
	b) 低負荷時間帯	674	641	606	473	435
	c) ピーク負荷時間帯	2,005	1,904	1,800	1,686	1,620

注：小売料金表・卸売料金表とも付加価値税（VAT）は除く．設定なしの項目は「—」で表示。

（資料）商工省通達 No.05/2009/TT-BCT, No.08/2010/TT-BCT, No.05/2011/TT-BCT, No.42/2011/TT-BCT, No.17/2012/TT-BCT をもとに作成。

（４）料金水準の見通し

PDP7 では、2020 年までに電気料金を、中国やマレーシアの水準である 8～9US セント／kWh まで段階的に値上げすることを政策として掲げており、EVN の財務状況の改善が必要なことも踏まえて、今後も料金値上げが予想される。

しかし、インフレやドン安（対ドル）の傾向が続くようであれば、共産国として弱者保護の観点から、政策的に電気料金の値上げを抑制する動きが出

てくる可能性もある。

このように、政府には、EVN の財務状況と国民への影響の双方を考慮しつつ電気料金を認可するという、難しいかじ取りが求められている。

6. 競争的電力市場の創設

ベトナムの電気事業が抱えている諸問題を解決する一方策として採用されたのが、競争的電力市場の創設である。競争的電力市場創設の目的として、2006 年 1 月の「電力市場創設に向けたロードマップに関する首相決定」では、以下の諸点が挙げられている。

- ① 電力産業向け補助金の撤廃及び需要家の供給者選択肢の拡大
- ② 電力関連事業向けの国内外からの投資拡大及び政府投資の縮小
- ③ 発電及び電力産業の事業活動の効率向上と、それによる料金値上げ抑制
- ④ 安定的かつ信頼性ある電力供給の確保
- ⑤ 電力産業の持続的発展の確保

以上の諸点の中で最も注目されるものは、②と③とが併記されていることである。すなわち、「小売料金値上げを出来るだけ抑制しつつも、国内外からの民間投資を拡大させる」という極めて困難なテーマへの対応ということが、ベトナムにおける競争的電力市場創設の背景にあることを念頭に置く必要がある。

以下に示すものが、その概要である。

（１）競争的電力市場計画の概要

上記の首相決定では、競争的電力市場創設に向けてのプロセスを規定している。このプロセスの概念は、図 6－1 の通りであり、電力市場における競争導入を発電→卸売→小売の 3 段階にフェーズ分けして導入していく内容である。これに加えて各フェーズにおいて試験運用（パイロット・オペレーション）→実運用（フル・オペレーション）という 2 種のステップを置いており、新制度の円滑な導入を企図していることがうかがえる。

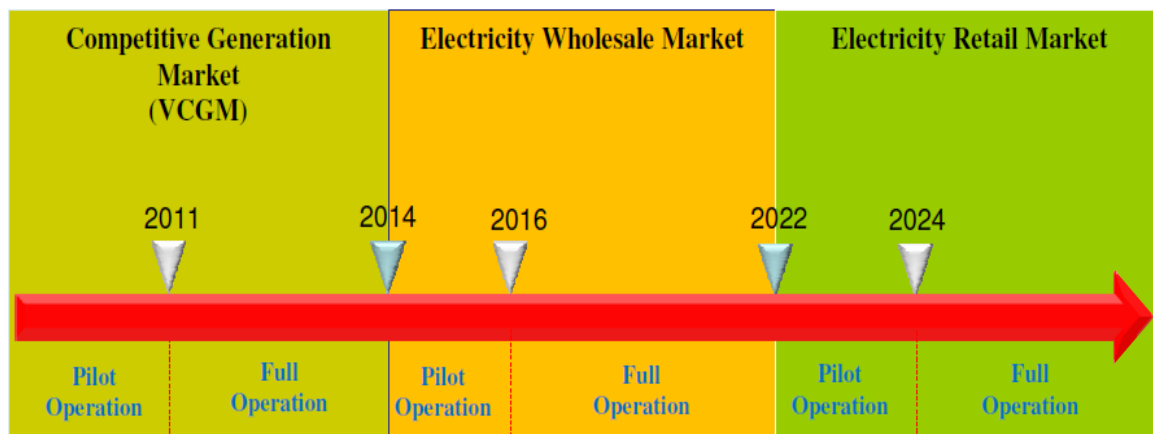


図6-1. 競争的電力市場導入プロセス（2010年時点計画）

（a）フェーズ1：競争的発電市場の創設

① ステップ1（試験運用）

- EVN の発電所を対象とした競争的発電市場を創設。なお、売電先はシングルバイヤー
- EVN の発電所・送電組織・配電組織を、独立会計化を企図した再編
- EVN が所有していない IPP は、既存の長期売電契約の下で EVN に売電を継続
- 試験運用期間の最終段階では、EVN の主要発電所は独立系国有企業に、他の発電所は株式会社に再編

② ステップ2（本格運用）

- EVN が所有していない IPP も競争的発電市場に参加

（b）フェーズ2：競争的電力卸売市場の創設

① ステップ1（試験運用）

- 複数の電力卸売事業者の設立を許可
- 既存の複数の送電会社を EVN 傘下の国有電力会社1社に統合
- 配電、系統運用、電力市場における取引管理は EVN により運営

② ステップ2（本格運用）

- EVN 傘下の配電会社を独立会社組織（国営あるいは EVN が部分的に株式所有する株式会社）に再編
- 上記により配電会社は、発電事業者から直接、買電することが可能とな

る

- 電力卸売事業者も配電会社や大口需要家向けの競争に参加

(c) フェーズ 3：競争的電力小売市場の創設

① ステップ 1（試験運用）

- 複数の適切な配電系統において選択が可能となり、電力規制当局が定める電力消費水準をベースとして、需要家は電力小売事業者の選択が可能となる
- 試験運用向けに選ばれた配電事業者の電力小売事業は配電系統の管理・運用事業と分離
- 電力小売事業者は、需要家向けの電力販売や電力卸売事業者からの買電で競争

② ステップ 2（本格運用）

- 電力規制当局が定める電力消費水準をベースとして、ベトナム全土における需要家は電力小売事業者の選択あるいは電力市場からの直接買電が可能となる
- 電気事業関連の要件を満たす組織・個人は電力小売部門の設立が可能となる

(2) 競争的発電市場の現状

ベトナム政府は、競争的電力市場導入プロセスのフェーズ 1 である「競争的発電市場（Vietnam Competitive Generation Market=VCGM）」の創設に向けて作業を進めた。この結果、当初計画に比べ遅れたものの、2011 年 7 月からの試験運用を経て、遂に 2012 年 7 月 1 日には VCGM の本格運用を開始させた。

2006 年の「電力市場創設に向けたロードマップに関する首相決定」以降、VCGM の詳細設計が進められた。この間発表された電気事業の主管官庁である Ministry of Industry and Trade からの決定(Decision)や通達(Circular)の内容も追加・変更が重ねられているが、ベトナム政府発表資料や EVN 情報、さらには海外電力調査会による資料などから取り纏めた現状における VCGM の制度は図 6－2 の通りとなっている。

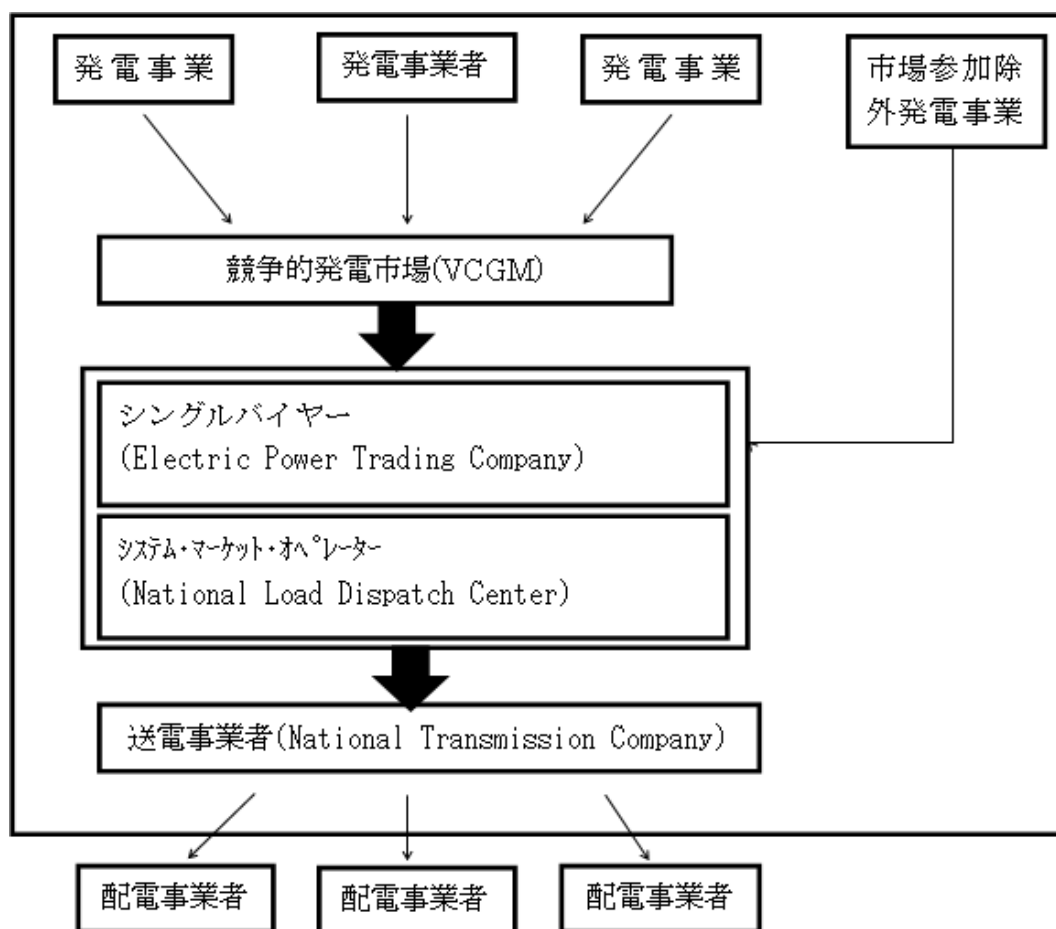


図 6－2．VCGM を中心とするベトナム電気事業の構成概念図
(資料) 海外電力調査会資料など。

ベトナム国内にて系統接続している 30MW 超の発電設備を有する発電事業者は、VCGM への参加が義務付けられている。但し、以下のカテゴリーの発電設備に関しては、VCGM への参加義務付けから除外されている。

- ① BOT 発電設備（外国資本主体の発電事業者）
- ② 戦略的多目的水力発電設備
- ③ 風力・地熱発電設備
- ④ 工業団地における電力供給を主目的としつつも EVN に余剰電力供給をする発電設備
- ⑤ 小規模発電事業者（30MW 以下）

VCGM においては、参加発電事業者からの入札に基づいて 1 時間単位で買電価格が決定される。なお、買電等に基づく支払いは、月単位で行われる。

前述の通り、VCGM は 2012 年 7 月 1 日から本格運用が開始された。これに関して、電気事業の主管官庁である Ministry of Industry and Trade は、合計 29 か所の発電所が VCGM に参加、参加発電所の合計設備量は 9,000MW 超に達したとの報告を行った。その内訳は、水力発電 13 か所、石炭火力発電 11 か所、ガスタービン発電設備 5 か所となっている。

[参考文献]

- ・「海外諸国の電気事業 2011 年 第一編 追補版 2」 海外電力調査会
- ・「海外電力」誌各号 海外電力調査会
- ・ Electricity Regulatory Authority of Vietnam, Power Market Developments in Vietnam.
- ・ Decision No.26/2006/QD-TTG, Government of Vietnam
- ・ Decision No.55/QD-DTDL, Government of Vietnam
- ・ Decision No.1208/2011/QD-TTg, Government of Vietnam
- ・ Decision No.110/2007/QD-TTg, Government of Vietnam
- ・ Circular No.18/2010/TT-BCT、Ministry of Industry and Trade, Vietnam
- ・ US DOE/EIA, Country Analysis Briefs Vietnam
- ・「ベトナムのエネルギー産業と南シナ海の領有権争い」 石油エネルギー技術センター
- ・「ベトナムにおける石炭開発状況調査」 平成 23 年度海外炭開発高度化等調査、NEDO
- ・「ベトナム 電力調査 2011」 ジェトロハノイセンター

第3章 ベトナムの温暖化・環境問題への取り組み

和田 謙一

ベトナムでは急速な経済成長によりエネルギー需要の増加が続き、それともなつて温室効果ガスの排出も増大している。本章では、まず政府関連文書などを参照しながらベトナムにおける気候変動政策の概要、そしてどのような分野に重点がおかれているかを理解する。続いてどのような技術にCO₂の排出を削減するポテンシャルがあるのか、それはどれくらいあるかを定量的に把握する。これにより気候変動対策の文脈において、どの分野にビジネスチャンスがあるかを特定する一つの手掛りとする。ベトナムには省エネなど比較的安価な緩和ポテンシャルがありながら、実際にはそれほど対策が進んでいない。そこで最後に、省エネ投資など技術普及を妨げている要因（技術障壁）は何かを考察する。

1. 概況

国際エネルギー機関（IEA）によると2009年におけるエネルギー燃焼起源由来のベトナムのCO₂排出量は、前年比11.8%増の1.14億トンにのぼる。1990年以降の排出増加の要因を分解すると¹（図1-1）、一人あたりGDPの増加及び人口増加が一貫して排出増に寄与しており、GDPあたりのエネルギー原単位の悪化も排出増加の要因になっている年が多い。炭素強度（CO₂/E）は年により改善したり悪化したりしているが、他の要因に比し相対的なインパクトは小さい。この結果から、経済構造がよりエネルギー集約的な形に変わるとともに、経済的に豊かになるにつれて人々がよりエネルギーを使うようになり、それがCO₂の排出増加につながっていることが示唆される。

天然資源・環境省が国連気候変動枠組条約（UNFCCC）事務局に提出したレポート³⁾（第2回ナショナル・コミュニケーション）によると、ベトナムの温室効果ガス（GHG）排出は、2020年には約3億トンCO₂e、2030年には5.16億トンCO₂eに達し、今後も年率8~9%のペースで排出が増大していくと見

¹ CO₂の排出データはIEA統計に依拠しているが、過去のトレンドに照らすと2004年のデータに不自然な点がある。2003年から2004年にかけて約0.2億トン、前年比30%増えているが、2005年にかけてはわずか1.9%の伸びにとどまっている。2004年のデータを前後の年の平均的な値にすると過去のトレンドと違和感がなくなるため、この年のデータにはエラーが含まれている可能性が強い。

られている（図 1－2）。

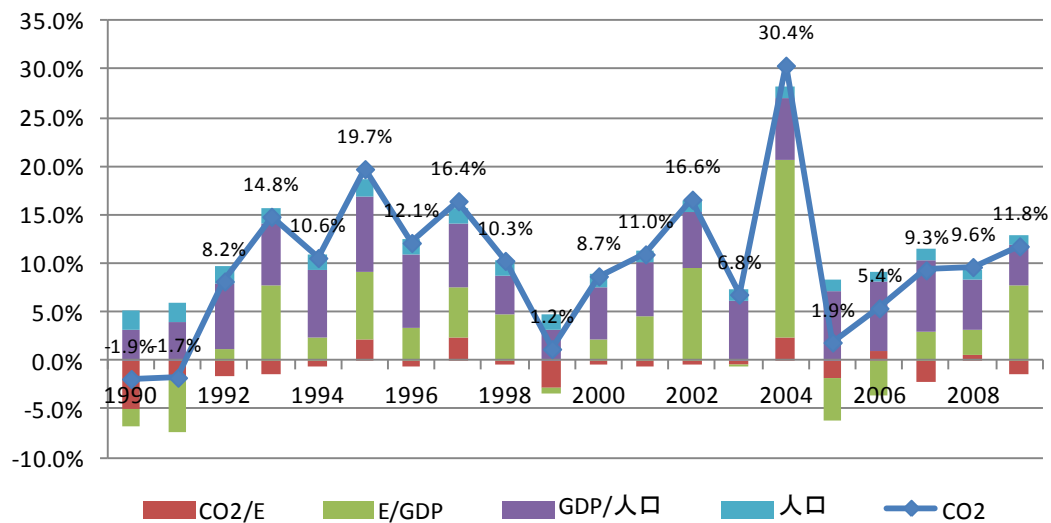


図 1－1 CO₂ 排出量の変化と要因分解 （出典） IEA¹⁾, EDMC²⁾

天然資源・環境省が国連気候変動枠組条約（UNFCCC）事務局に提出したレポート³⁾（第 2 回ナショナル・コミュニケーション）によると、ベトナムの温室効果ガス（GHG）排出は、2020 年には約 3 億トン CO₂e、2030 年には 5.16 億トン CO₂e に達し、今後も年率 8～9%のペースで排出が増大していくと見られている（図 1－2）。

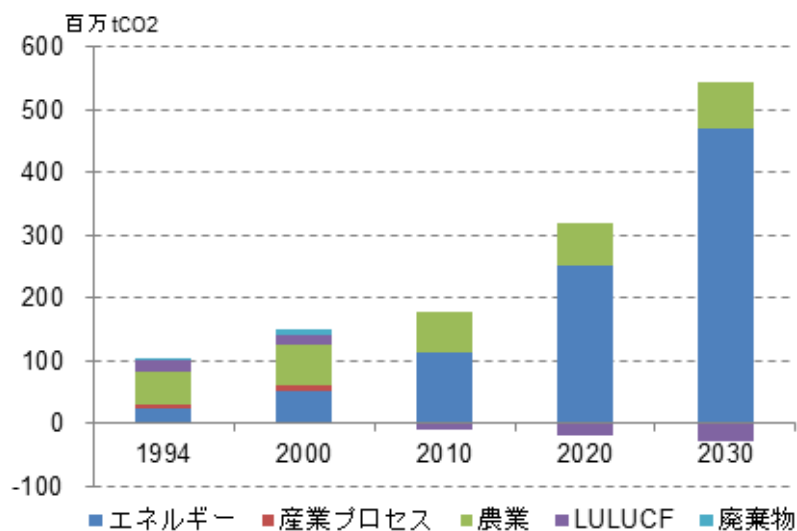


図 1－2 CO₂ のセクター別排出実績と予測
（出典） MNRE（2010）³⁾

分野別の排出動向を見ると、ベトナムでは伝統的に農業部門からの排出割合が高く、1994 年には全排出の半分以上を占めていた。しかし今後は、農業部門からの排出は少しずつ増えていくものの、エネルギー部門の排出が急増するため、そのシェアは次第に小さくなる。また最近まで土地利用・土地利用変化及び林業（LULUCF）部門の排出はプラスであったが、今後はマイナスに転じ、森林管理や植林などの吸収源対策が進められるものと考えられる。

2. 気候変動対策

ベトナムは 1994 年に気候変動に関する国際連合枠組条約（UNFCCC）を批准、2002 年に京都議定書を批准している。国内の施策としては、1994 年に環境保護法（Law on Environmental Protection）が施行され、1995 年に大気環境基準や水質環境基準、排ガス基準、排水基準などの環境基準を制定している。

気候変動対策に関しては 2008 年に、2015 年までの気候変動に対する緩和策や適応策などを含む「気候変動に対応するための国家目標プログラム（National Target Programme to Respond to Climate Change）」⁵⁾が発表された。このプログラムの具体的な内容は、1. ベトナムにおける気候変動の程度と影響評価、2. 気候変動対策の特定、3. 気候変動に関する科学・技術プログラムの展開、4. 気候変動政策にかかわる組織・機関・政策キャパシティの強化、5. 意識向上と人的資源開発、6. 国際協力の強化、7. 社会経済・セクター・地方開発戦略・計画における気候変動問題の主流化、8. 行政組織・セクター・地方における行動計画の策定、9. プロジェクト開発と実施、となっている。なお、6. 国際協力については、いくつかの国や機関と二国間/多国間協力を構築したり、クリーン開発メカニズム（CDM）プロジェクト投資を促進するためのメカニズムを整備するといったことが挙げられている。全般的に行動計画の策定やキャパシティ・ビルディングといったものに重点が置かれており、先進国のように具体的な技術や施策に踏み込んだものにはなっていない。なお、このプログラム全体で 19,650 億ベトナムドン（約 7.3 億円）の予算が確保され、表 2-1 で示したように各項目に予算が割り振られている。

表 2-1 プロジェクト別予算、期間一覧

No.	部門、課題、プロジェクト	予算 (VND b)	事業期間
I. 気候変動の評価、気候変動・海面上昇のシナリオを開発		38	
1	ベトナムの気候変動の評価、気候変動・海面上昇のシナリオ開発	38	2009-2015
II. 気候変動に関する科学技術プログラムを開発・実施		350	
2	気候変動に対応する機関、政策、計画作成に必要な科学的根拠をもたらし科学技術国家プログラム（中・長期）の開発・実施	350	2009-2015
III. 気候変動に関する組織、制度、政策の能力を構築		104	
3	共産党関係部署の文書、指示、決議書作成	4	2009-2015
4	中央・地方レベル、関連省庁の行動計画の設置とプログラム管理	100	2009-2010
IV. 意識の向上と人材育成		292	
5	共産党、行政府、メディア、コミュニティらの意識向上プログラム	60	2009-2015
6	学校カリキュラムで気候変動に関する教育と養成プログラムを展開	70	2009-2015
7	公共メディアにおける気候変動の情報を交換	60	2009-2015
8	市民コミュニティが持つ気候変動に関する意識の伝播と向上	15	2009-2015
9	女性の役割とジェンダーの問題に関する意識の伝播と向上	7	2009-2015
10	気候変動に関する意識向上プログラムとコンテストの実施	80	2009-2015
V. 国際協力の強化		50	
11	気候変動に関する地域および国際交渉に意欲的に参加	25	2009-2015
12	気候変動に関する国際情報交換システム強化	25	2009-2015
VI. 標準的な枠組みを展開し、開発に気候変動の問題を取り込む		60	
13	標準的な枠組みを展開し、開発に気候変動の問題を取り込む	60	2009-2015
VII. 気候変動に対応する行動計画の作成と実施		921	
14	天然資源環境省による行動計画の作成と実施	450	2009-2015
15	農業農村開発省による行動計画の作成と実施	120	2009-2015
16	計画投資省による行動計画の作成と実施	60	2009-2015
17	公安省による行動計画の作成と実施	24	2009-2015
18	国防省による行動計画の作成と実施	12	2009-2015
19	交通省による行動計画の作成と実施	18	2009-2015
20	産業貿易省による行動計画の作成と実施	80	2009-2015
21	保健省による行動計画の作成と実施	15	2009-2015
22	建設省による行動計画の作成と実施	42	2009-2015
23	労働・傷病兵・社会省による行動計画の作成と実施	80	2009-2015
24	国家捜索救助委員会による行動計画の作成と実施	10	2009-2010
25	文化体育観光省による行動計画の作成と実施	10	2009-2010
26	地方自治体、中央直轄市	150	2009-2010
合計 （省・セクタ・地方自治体による実施計画の予算は含まず）		1965	2009-2015

(出典) Government of Viet Nam (2008)⁵⁾

2011 年 12 月には「国家気候変動戦略」⁶⁾が採択された。社会経済の発展と調和した形で緩和や適応を行なっていく必要があるという認識のもと、低炭素グリーン成長を実現するためにクリーンなエネルギー利用なども含まれている。具体的なタスクとして、1. 防災と気候モニタリング、2. 食糧と水のセキュリティ、3. 海面上昇の事前対応、4. 森林保護、5. GHG 排出削減、6. 政府の役割強化、7. コミュニティのキャパシティ・ビルディング、8. 科学技術開発、9. 国際協力、10. 資金源の多様化と投資効率向上、が定められている。国全体の排出削減目標や原単位改善目標は規定されていない

が、2008 年に発表されたプログラムよりも具体的な行動や対策に重点が置かれるようになってきている。特にタスク 5 の GHG 排出削減については、以下のような内容が盛り込まれている。

- 再生可能エネルギー：2020 年までに 20,000-22,000MW の水力発電開発。商業利用の主要エネルギーにおける再生可能エネルギーのシェアを 2020 年までに 5%、2050 年までに 11%に増加させる。
- 省エネ：運輸・都市開発・産業・農業分野における省エネ政策の実施、火力発電効率を高めるための先進技術の適用、回収メタンを使った小規模発電、熱の有効利用、2020 年までに産業設備の 90%はよりクリーンな製品を使用、都市公共交通の開発、運輸部門における低炭素燃料利用の促進（バスやタクシーの圧縮天然ガスと液化ガスの利用を加速。2020 年までに 20%、2050 年までに 80%）
- 農業：10 年毎に、温室効果ガス排出 20%削減、農業部門の 20%成長、貧困率の 20%減少させる。
- 廃棄物：2020 年までに、90%の都市家庭ごみの回収処理、そのうち 85%をエネルギー発電のためにリサイクル、再利用する。

省エネや再生可能エネルギーの推進など気候変動緩和策は、エネルギーに関連する計画とも密接に関わってくる。現在のベトナムのエネルギー基本戦略は、2007 年 12 月に閣議決定された「2050 年ビジョンと 2020 年までの国家エネルギー開発戦略」⁷⁾であるが、この中で気候変動に関連する目標としては、商業用一次エネルギーに占める再生可能エネルギーの割合を 2010 年までに 3%、2020 年までに 5%、2050 年までに 11%とするというものがあり、上記の国家気候変動戦略と整合している。また、省エネ投資やエネルギーロス低減に重点を置くことも明記され、環境汚染を制御、緩和するために 2015 年までにエネルギー関連施設はすべての環境基準を満たすようにするといった規定もある。バイオを含む再生可能エネルギーや省エネ、原子力への投資の優先順位が高いことがうかがわれ、この分野に対する海外からの投資の呼び込みの奨励や、ODA など海外からの支援も優先的に振り向けることが示されている。

2011 年 7 月に決定された「2011-2020 年の電力マスタープラン」⁸⁾では、より具体的な目標が記されるとともに、いくつかの目標値については見直しが行われている。再生可能エネルギーについては、個別の技術ごとに具体的

な導入目標量が明記されており、風力発電については 2020 年に 1,000MW (発電電力量シェア 0.7%)、2030 年には 6,200MW (同 2.4%)、バイオマス発電は 2020 年に 500MW (同 0.6%)、2030 年には 2,000MW (同 1.1%)、揚水発電は 2020 年に 1,800MW、2030 年に 5,700MW、また現在 9,200MW ある水力発電容量も 2020 年に 17,400MW まで増やすとされている。なお、再生可能エネルギー全体のシェアについては、2010 年に 3.5%であったものを 2020 年に 4.5%、2030 年には 6.0%まで増加させるとしている²。電力産業全体が必要とする投資総額は 2020 年までに約 9,297 兆ドン (488 億 USD 相当)、2021 年から 2030 年までに約 14,293 兆ドン (750 億 USD 相当) と試算され、その内訳は電源への投資が約 2/3、送電網への投資は約 1/3 とされている。今後、電力分野で大きな投資が必要となることを示している。

3. 緩和策とポテンシャル

2010 年の第 2 次ナショナル・コミュニケーション³⁾では、エネルギー、農業、LULUCF の 3 分野における緩和策とポテンシャルが分析されている。ここで緩和ポテンシャルは、緩和策をとった場合ベースラインシナリオに比べて 2030 年までにどの程度削減できるか (ただし LULUCF 部門については 15 年～40 年と期間が異なる対策も含まれている) と定義され、全体で 3,270 百万トン CO₂e にのぼると分析している。

エネルギー分野では家庭部門の省エネや代替策が 6、産業部門の省エネ策が 2、運輸部門の省エネ及び代替策が 2、業務部門の省エネが 1、再生可能エネルギーが 4、合計で 15 の緩和策により計 192.2 百万 t-CO₂ の緩和ポテンシャルがあると試算されている (図 3-1)。

削減費用が最も安価な対策は高効率モーターの導入 (-24.9US\$/tCO₂) で、ポテンシャルも比較的大きく 15.5 百万トン CO₂ ある。緩和ポテンシャルが最も大きいものは燃焼効率の悪い調理用石炭コンロから新型のものに替える対策で 25.3 百万 t-CO₂ の緩和ポテンシャルがあるとされ、削減費用も -17.4US\$/tCO₂ と安い。燃焼効率の悪い調理用コンロは、不完全燃焼を伴い

² 2011 年の「国家気候変動戦略」では、2020 年までに 20,000-22,000MW の水力発電開発としている。また、2007 年の国家エネルギー開発戦略では再生可能エネルギーのシェアを 5%に高めるとしており、これらの数字に齟齬がみられる。

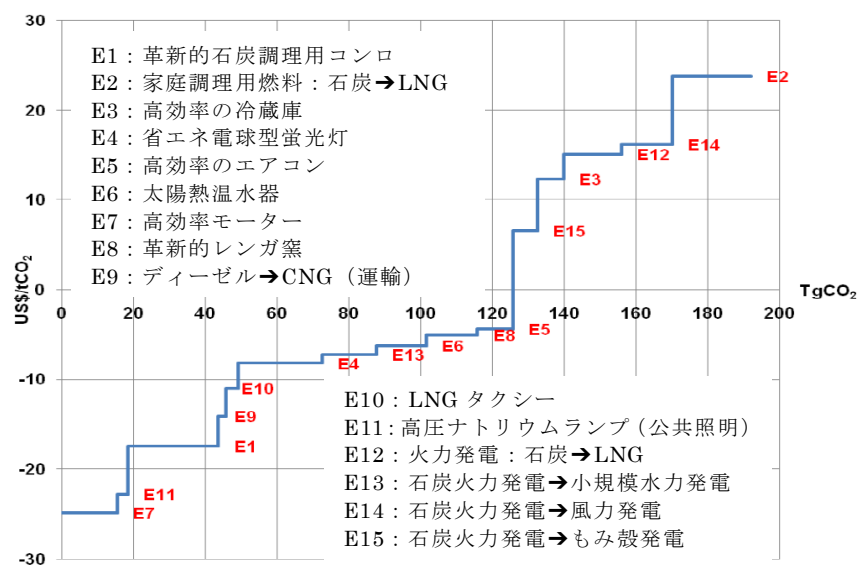


図 3－1 エネルギー関連の緩和策と 2030 年までの緩和ポテンシャル

（出典）MNRE（2010）³⁾

室内空気汚染物質を排出するため、慢性的な閉塞性肺疾患や急性呼吸器感染症などの健康被害を起こすことも知られている。そのため、省エネルギー高効率調理用コンロの普及を進めることは気候変動だけでなく、健康影響対策にもなるコベネフィット対策として知られている。次いで電球型蛍光灯の普及（23.4 百万トン CO₂）、家庭用調理燃料の石炭から LPG への転換（22.0 百万トン CO₂）がポテンシャルの大きい対策となっているが、後者は緩和コストが 23.8US\$/tCO₂ と、リストアップされた対策の中では最も高価なものになっている。

なお、ここでリストアップされた対策の選定基準は明確にされておらず、例えば他に既存の低効率石炭火力発電から最新型の高効率石炭発電へリプレイスする対策なども考えられることから、経済全体の緩和ポテンシャルを把握するには、より詳細で包括的な評価が必要であろう。

農業部門（図 3－2）では 5 つの対策について検討され、総計 56.5 百万 t-CO₂ のポテンシャルがあるとされている。最も安い対策は家畜（牛）用飼料の改善で、最もポテンシャルが大きな対策は紅河デルタ地域における水田用灌漑の整備で 21.9 百万トン CO₂e となっている。

森林部門（図 3－2）は合計で 3,022 百万 t-CO₂ とエネルギー部門、農業部門に比べて緩和ポテンシャルが一桁大きく、また緩和コストが比較的安価

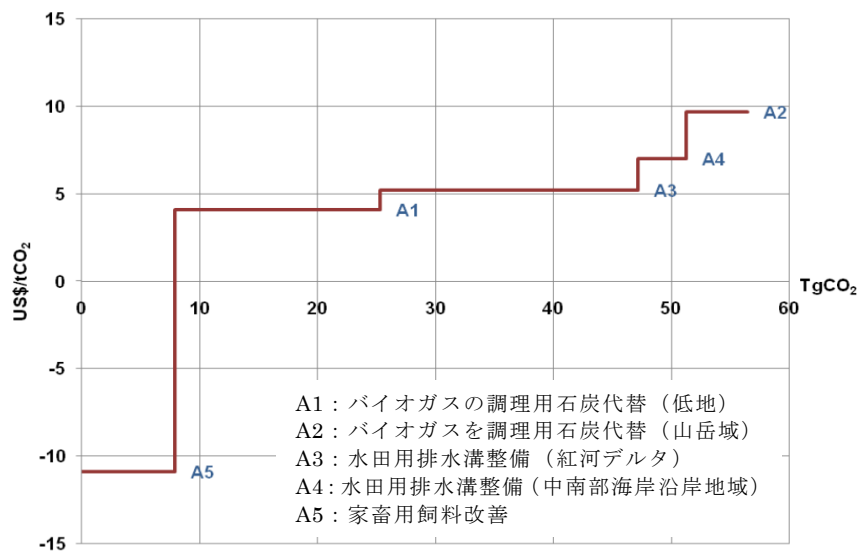


図 3-2 農業セクターの緩和策と 2030 年までの緩和ポテンシャル

(出典) MNRE (2010) ³⁾

である点が特徴的である。8つの対策がリストアップされており、最もポテンシャルが大きい対策は保護林の保全による炭素吸収源の強化で 1,153 百万トン CO₂、次いで生産林の保護・管理による炭素吸収源の強化で 904 百万トン CO₂ となっている。

日本ではエネルギー起源 CO₂ 排出削減が主な温暖化対策となるが、ベトナムでは森林や農業部門での対策も重要になってくることが示唆される。

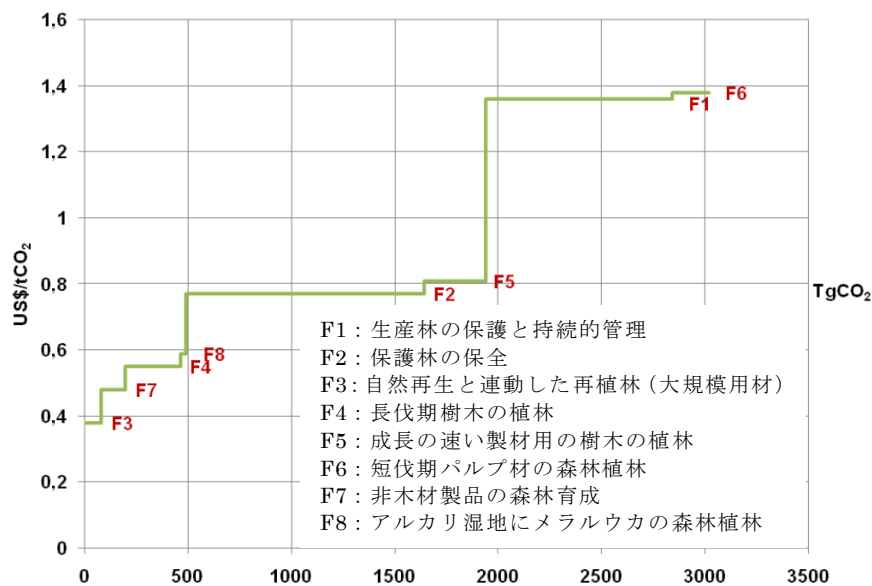
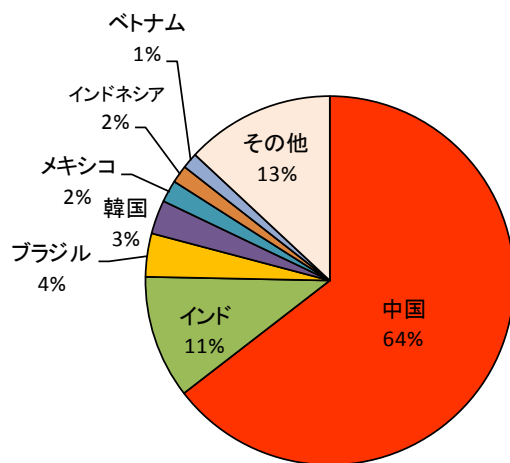


図 3-2 LULUCF 関連緩和策と 2030 年までの緩和ポテンシャル

(出典) MNRE (2010) ³⁾

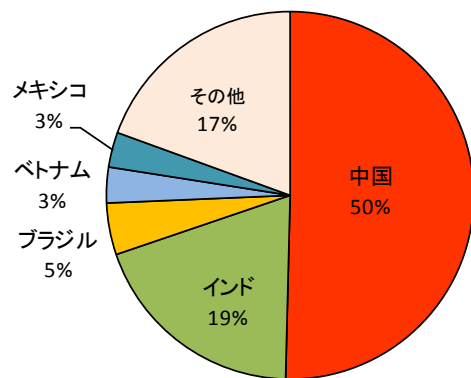
4. CDM

ベトナムにおける CDM の特徴はプロジェクト登録件数が多い（図 4－1）のに比し、期待できる排出削減枠（CER）が比較的少ない（図 4－2）ことにある。2012 年 9 月 28 日現在、UNFCCC には 4683 件のプロジェクトが登録されており、ベトナムは中国、インド、メキシコ、マレーシアに次いで 5 位、147 件と全体の約 3%を占めている。それに対し、平均年間 CER では約 1%を占めるに過ぎず、比較的小規模なプロジェクトがたくさん登録されていることを示している。



（出典）UNFCCC（2012 年 9 月 28 日時点）

図 4－1 平均年間 CER



（出典）UNFCCC（2012 年 9 月 28 日時点）

図 4－2 登録プロジェクト件数

CDM プロジェクトの内訳をタイプ別に見た場合、水力発電事業が全体の約 8 割（115 件）を占める（表 4－1）、次いで、バイオガス利用プロジェクト（11%）となり、他のプロジェクトタイプは、それぞれ数件程度にとどまっている。特に、省エネは第 2 次ナショナル・コミュニケーションの中でも一定の緩和ポテンシャルがあると評価されているにもかかわらず、CDM として登録されているものはない（日本企業が 1 件申請したがリジェクトされている）。

一般的にも、省エネプロジェクトから獲得される CER は少ない割にはプロジェクトデザインドキュメント（PDD）作成や有効化審査等、手続きに係わるコストの占める比重が高く、費用対効果が低いと考えられている。このような状況は、CDM がベトナムで省エネ促進に十分な役割を果たしていない

ことを示唆するものである。また、発行済みの CER は約 677 万トンあるが、ランドン油田随伴ガス回収・有効利用プロジェクト 1 件から発行されたものが約 662 万トンと全体の 97.8%を占めている。

表 4－1 ベトナムの CDM 登録プロジェクト

プロジェクトタイプ	登録件数	日本参加 プロジェクト数	年間削減量 (t-CO ₂ /年)	CER 発行量 (t-CER)
植林・再植林	1	0	2,665	0
バイオガス	15	5	677,859	26,299
バイオマス	3	0	87,167	0
省エネ	0	0	0	0
水力発電	115	7	6,440,921	124,393
メタン回収・利用	6	0	972,023	105,877
排ガス・熱利用	1	1	677,000	6,621,641
風力発電	2	0	95,840	5,865
その他	3	1	34, 869	0
合計	146	14	8,988,794	6,766,754

(出典) UNFCCC (2012 年 9 月 18 日現在)

5. 技術ニーズ

気候変動枠組み条約の第 4 条 5 項では「附属書 I の締約国は、他の締約国（特に開発途上締約国）がこの条約を実施することができるようにするため、適当な場合には、これらの他の締約国に対する環境上適正な技術及びノウハウの移転または取得の機会の提供について、促進し、容易にし、資金を供与するための実施可能なすべての措置をとる」ことが明記されている。これに基づき、ベトナムを含む一部の非付属書 I 国については、地球環境ファシリテーター (GEF) の資金的なサポート、及び国連開発計画 (UNDP) や国連環境計画 (UNEP) の技術的なサポートにより、それぞれの途上国でどのような技術が必要とされているか「技術ニーズ評価レポート」がとりまとめられている。

2012 年版のベトナム技術ニーズ評価レポート⁹⁾は緩和編と適応編の 2 部に分かれ、緩和編ではエネルギーセクター、農業セクター、LULUCF セクターそれぞれにおいてどのような技術があり、どのように優先順位づけするか、

どのようなバリアがあるかなどが分析されている。以下、技術ニーズ評価レポートを参考にしながら、ベトナムのエネルギーセクターではどのような技術ニーズがあるのか以下で検討する。

技術ニーズの評価にあたっては、緩和ポテンシャルを踏まえつつどのような技術オプションがあるのかをまず洗い出し、それを複数の専門家が重み付けして優先順位が高いものを特定していくという多基準意思決定分析（Multi Criteria Decision Analysis）という手法が用いられている。エネルギーセクターの評価基準は以下の項目がある。

1. コスト（資本費、運転維持費、GHG 排出削減コスト）
2. 2030 年までの GHG 排出削減ポテンシャル
3. 環境的便益（大気汚染、土地汚染、水汚染、騒音（運輸のみ））
4. 社会的便益（雇用機会、健康、意識向上、交通事故防止（運輸のみ））
5. 経済的便益（経済開発、省エネ、収支：特に外貨建て原材料輸入費の削減）

評価対象になっている技術は、エネルギー分野がコンバインドサイクル、大規模熱電併給システム（CHP）、風力、小型水力、揚水、電球型蛍光灯、太陽熱温水器、石炭ガス化の 8 技術、運輸分野は圧縮天然ガス（CNG）車と BRT（Bus Rapid Transit）の 2 技術、合計 10 技術となっている。これらの技術をウェイト付けで評価した結果、優先度が高いとされたものは表 5－1 に示す 4 技術である。

表 5－1 優先度の高い技術

技術	規模/時間軸	20 年間の緩和ポテンシャル（百万 tCO ₂ ）	緩和コスト（\$ US/t-CO ₂ ）
風力	短期	28	16.2
電球型蛍光灯	短期、小規模	70	-8.2
CHP	短中期、中規模	12	12-23
BRT	中長期、大規模	3	2.6

（出典）TNA（2012）⁹⁾

緩和ポテンシャルについてナショナル・コミュニケーションと技術ニーズ評価報告書の結果を比較すると、前者はコストとポテンシャルの 2 点におい

て評価しているのに対し、後者はそれ以外の便益を含めた多角的な評価である点が異なっている。検討されている技術は、風力、電球型蛍光灯などは両者共通だが、調理用コンロなどは前者のみ、BRT は後者のみが評価しているように、前者がより在来的で最終エネルギー需要に近い技術が多いのに対し、後者はより大規模で先進的な技術が含まれている。緩和ポテンシャル量の評価は、対象期間は両者ほぼ同じであるが、例えば電球型蛍光灯については前者が 23.4 百万トン CO₂、後者が 70 百万トン CO₂、風力は前者が 14.2 百万トン CO₂、後者が 28 百万トン CO₂ と、技術ニーズ評価報告書の方が大きく評価されている傾向がある。

6. 現地調査を踏まえた考察：省エネへの期待と普及障壁

近年、成長著しい新興諸国では「中間層」の出現が、経済成長を牽引している。ここでいう「中間層」とは、世帯可処分所得が 5,000 ドル以上 35,000 ドル未満の層を指す。現地ベトナム人コーディネーター（女性）は月給 2-3 万円の夫婦共働きとのことで、世帯年収は約 60 万円（ドルベースで 7500 ドル程度）程度に相当し、彼らのような中間層の経済活動がベトナム経済の下支えをしていることになる。

都市部に住む中間層はテレビ、冷蔵庫などは保有しているが、エアコンはまだ限定的にしか普及していないというのが平均的な姿のようだ。2008 年末時点でのエアコン世帯普及率は、都市部で 17.3%、地方部で 1.0%となっている。所得の向上にともない、ベトナムの世帯電化率もここ 10 年で大きく改善している。現在は 95%を超え、一人あたり GDP の大きいタイやインドネシアよりも高い水準になっている。そのため、今後さらに電気製品の普及が進み、エネルギー需要も増大していくであろうことは容易に想像できる。

しかし、現地ではエネルギー需要をどう賄っていくかについての関心は高いが、CO₂ 排出削減はそれほど意識されていない印象を受けた。ただし、国としては特にメコンデルタの米作が海面上昇によって大きな影響を受けることが懸念されており、気候変動問題は一つのリスクとして意識されているという。電力会社も CO₂ 排出削減を意識するようになってきており、電源開発も大事だが、3 割あると言われている送配電ロスを 1 割に減らせれば CO₂ 排出削減に寄与するという発言もあった。

発展途上にある国では、コストのかかる温暖化対策にお金をかけることは

難しい。その点、省エネによる温暖化対策は便益が費用を上回る（ネガティブコスト）ケースも多い。また、省エネによりエネルギー需要を抑制することは供給側の投資を節減させることにもなり、途上国にとって受け入れやすい対策の一つである。加えて途上国のエネルギー効率は往々にして悪く CO₂ 削減ポテンシャルも大きい。そのため、省エネは優先度の高い政策として位置づけられることが多い。

ただし、計算上、省エネが経済合理的と判断される場合であっても、現実には実施されないことも多いことには留意する必要がある。望ましいと考えられる省エネルギー水準と現状の差は、一般的に省エネギャップ（Energy Efficiency Gap）として知られている。省エネギャップの原因について、これまで様々な理論的な説明がなされてきたが、Sorrell et al. (2000)¹⁰⁾ は省エネ普及障壁を 3 つのカテゴリーに分けて説明している。一つは経済的な要因によるもので隠れたコスト、リスク、資金不足、不完全情報、逆選択、利害の不一致、投資主体と代理人の関係といったものがある。二つめは行動的・心理的な要因で、人間の限定合理性、不適切な情報提供、情報の信頼、惰性、価値観などである。三つめは組織的な要因で、組織の意思決定プロセスや組織文化といったものがある。これらの要因以外にも、企業であれば他の投資機会との競合や高い期待収益率、個人であれば他製品との競合といった理由も考えられる。例えば、ベトナムでは iPhone とエアコンはともに平均給与の 2-3 ヶ月分で同じような価格帯だが、現地ベトナム人コーディネーター（女性）は、iPhone は持っているがエアコンは家に無いという。また、企業にとって省エネ投資の採算がとれたとしても、特に途上国では資金が限られているため、企業が新製品の生産ラインに対する投資を必要としているときには、資金が省エネ投資に向かない可能性がある。

今回の調査では、ベトナムでは経済的な要因による省エネギャップの大きさがうかがえた。一般的に省エネ投資の採算性を検討する場合、省エネ技術の追加的な初期投資額と節減されるエネルギーコストを見合わせ、どの程度のコストメリットがあるかを比較考量して判断される。しかし、現実にはそれ以外にも、さまざまな隠れたコストがある。特にベトナムはインフレ率が大きく変動しており、安定的なリターンが見込まれる投資環境にないため、リスクプレミアムが相当程度上乗せされた形で投資判断されているものと考えられる。

表 6－1 ベトナムのインフレ率(年平均値)

年	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
%	-1.8	-0.3	4.1	3.3	7.9	8.4	7.5	8.3	23.1	6.7	9.2	18.7	8.1

(出典) IMF¹¹⁾

表 6－1 はベトナムの年平均インフレ率を示しているが、経済が成長軌道にのりだした 2000 年以降でもインフレ率は-1.8%から 23.1%まで大きく変動していることがわかる。このような環境の下では、なるべく早く投資回収を行おうとするインセンティブが強く働き、投資意思決定は短期的視野なものになりやすい。また、現地でヒアリングしたところ、政治、経済的に厳しい時代が続き、つい最近まで今を生きるか死ぬかの生活を続けてきたため、ベトナム人には「明日の 100 万円より今日の 100 円」といわれる金銭感覚が残っているということが聞かれた。そのため中長期的な投資の話をしてピンと来ないが、短期的な現金商売の話をするると熱心に身を乗り出す傾向が強いという。省エネ投資などは長期的な視野が必要なため、このような国民性をよく理解し、より現実的な技術導入を検討する必要があるだろう。

このような投資環境において、現在、日本政府が提案している二国間オフセットクレジット制度（BOCM）は、投資の不確実性の緩和、及び優れた省エネ技術の直接的な普及に資するものと考えられる。4 節で論じたように、CDM では CER 発行のボリュームが見込めるフロンガス破壊・回収、大規模水力、廃熱回収事業に案件が集中し、省エネ技術の普及拡大にはほとんど結びついてこなかった。BOCM では、高効率石炭火力発電技術、セメントや鉄鋼セクターのエネルギー効率向上、ビル等の省エネシステムなど省エネを中心に FS 調査が進められており、ベトナムなどの発展途上国で日本が有する省エネ技術を通じた GHG 削減スキームの構築が期待される。

[参考文献]

- 1) IEA (2010), CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2011
- 2) EDMC (2012) , エネルギー・経済統計要覧 2012
- 3) Ministry of Natural Resources and Environment [MNRE] (2010). Viet Nam' s Second National Communication to the United Nations

Framework Convention on Climate Change.

- 4) Ministry of Natural Resources and Environment [MNRE] (2003). Viet Nam Initial National Communication.
- 5) Government of Viet Nam (2008). Decision on the National Targeting Program for Protection from Climate Change. Decision No. 158/2008/QĐ-TTg, issued 02 December 2008.
- 6) Government of Viet Nam (2011). Decision on approval of the National Climate Change Strategy. Decision No. 2139/QĐ-TTg, issued 05 December 2011.
- 7) Government of Viet Nam (2007). Approving Vietnam's National Energy Development Strategy up to 2020, with 2050 Vision, Decision No. 1855/QĐ-TTg, issued 07 December, 2007.
- 8) Government of Viet Nam (2011). Approval of the National Master Plan for Power Development for the 2011-2020 Period with the Vision to 2030, Decision No. 1208/QĐ-TTg, issued 21 July 2011.
- 9) Department of Meteorology, Hydrology and Climate Change (2012). Viet Nam Technology Needs Assessment for Climate Change Mitigation.
- 10) Sorrell, et al. (2000). Reducing Barriers to Energy Efficiency in Public and Private Organizations. Science and Technology Policy Research (SPRU).
- 11) IMF World Economic Outlook Databases, October 2012 Edition

第4章 二国間オフセット・クレジット制度の検討状況概観と ベトナムにおける実施可能性

竹内 純子

1. 温室効果ガス削減に向けた既存の国際枠組み

1980年代後半からソビエト連邦が「裏庭」とみなしていた東欧諸国での改革が始まり、東西冷戦に幕が引かれるとともに、新たな世界規模の課題として地球温暖化問題が人々の関心を集めることとなった。その流れを受け、92年のブラジルのリオデジャネイロで開催された地球サミットにおいて、大気中の温室効果ガスの濃度を安定化させることを究極の目標とする「気候変動に関する国際連合枠組条約（United Nations Framework Convention on Climate Change）」（以下「国連気候変動枠組条約」という。）が採択された。同条約の下、95年から毎年、気候変動枠組条約締約国会議（COP）が開催され、97年に京都で開催された気候変動枠組条約第3回締約国会議（COP3）において、先進国に対して拘束力のある削減目標を明確に規定した「京都議定書」（Kyoto Protocol）が採択され、初めて主権国家に対してその排出する温室効果ガスの排出抑制を義務付ける仕組みが誕生した。世界全体での温室効果ガス排出抑制の大きな一歩ではあったが、様々な問題点も指摘されている。

一点目の問題点は、温室効果ガス削減に向けての実効性だ。排出抑制の法的義務を負う国が排出するCO₂が世界全体の排出量に占めるシェアは、第一約束期間においても約26%にしかならず（2009年当時）、日本やロシア、カナダが離脱したことで第二約束期間においては約14%まで低下する。気候変動枠組条約の目的である「人類の活動によって気候システムに危険な影響がもたらされない水準で、大気中の温室効果ガス濃度の安定化」を達成しえないことは明らかだ。

二点目は公平性の欠如である。抑制義務を負う一部先進国と負わない国の間ではもちろん、義務を負う先進国の中でも目標達成の難易度に大きな差があり、各国の削減コストに差異を生じさせている。このため、目標達成手段の柔軟性措置として「京都メカニズム」が導入されたが、このことで、抑制義務を負う国の国富の流出・リーケージが生じる、あるいは、温暖化防止に必要な長期投資が進まないといった三点目の問題点にもつながっている。

2. 京都メカニズムの概要と問題点

京都議定書の目標達成の補助的手段として認められている京都メカニズムには大きく分けて3つの手法が認められている。

① 排出量取引

- ・先進国間で排出枠を移転。
- ・先進国全体の総排出枠は変化しない。

② 共同実施

- ・先進国間で温室効果ガス削減事業を実施、その結果生じた削減単位をホスト国から投資国に移転。
- ・先進国全体の総排出枠に影響を与えない。

③ クリーン開発メカニズム（CDM）

- ・先進国が途上国（非附属書Ⅰ国）において実施された温室効果ガスの排出削減事業から生じた削減分を獲得することを認める制度。総排出枠は増加。
- ・先進国は削減分を目標達成に活用、途上国にとっても、投資と技術移転の機会。

（環境省 HP「京都メカニズムの概要」³⁾

いずれの手法を使っても、目標達成に資する効果としては同様であるが、日本政府としては、CDMは発展途上国の持続可能な開発にもあわせて貢献できること、また、日本の技術を有効に生かす機会であるとして、その本格的活用に取り組んでいた。（平成17年10月産業構造審議会環境部会 地球環境小委員会市場メカニズム専門委員会⁴⁾ 等）

しかし、CDMは「CDMの制度がなければ事業が実施されない」という追加性を適格性判断の要件として厳格に運用されており、下記の問題点が指摘されている。⁵⁾

① 対象分野の偏り

- ・日本の産業界が卓越した技術を持つ省エネや高効率発電技術の導入は実質的に対象外（省エネや高効率発電技術によるコスト削減効果や再生可能エネルギー導入による売電収入に対して、発生するクレジット売却益が小さ

³⁾ <http://www.env.go.jp/earth/cop6/3-4.html>

⁴⁾ <http://www.meti.go.jp/committee/summary/0003231/index.html>

⁵⁾ CDMの申請・登録に関する実態は UNFCCC の HP 上で確認可能
<http://cdm.unfccc.int/Statistics/Public/CDMinsights/index.html>

いため CO2 案件は追加性の証明が困難。対して、フロンガスの回収・破壊、メタンガスの回収・削減にプロジェクトが温室効果ガス（GHG）削減規模で約半分を占める）

- ・原子力や二酸化炭素回収・貯留（CCS）は追加性が無いとして対象外と明記

② ホスト国の偏り

- ・中国政府による政策誘導措置もあり、中国の案件数が約 7 割を占める（2009 年 CDM 発行実績）

③登録、発行の手続きの遅延

国連による統一的管理の徹底により、準備から登録まで 2 年以上を要するなど、審査の長期化が関係者の負担になっている。

ベトナムでの CDM 事業も、登録件数は多いものの生み出される CER（Certified Emission Reduction。CDM によって獲得される排出クレジット）の量が少なく、費用対効果が悪い状況となっていたことは第 3 章で述べた通りである。これは、ベースラインを算定するにあたって必要な公的データが不足していること、各産業における投資指標が定まっていないことで追加性の立証に困難が生じていることなどベトナム固有の問題もあるが、そもそも CDM のホスト国となる途上国においてはそうした状況がむしろ普通であり、CDM の恩恵にあずかれる途上国に限られる結果となった。こうした、CDM の構造的欠陥により取引は低迷し、結局日本政府もその必要クレジット量（約 1 億トン）の多くを、チェコ・ウクライナのグリーン投資計画（GIS）からの排出枠を調達することでまかなったと言われている。

3. CDM に代わる構想-二国間オフセット・クレジット制度の概念と課題

CDM の問題点を解決し、気候変動問題に実効性ある枠組みとして提案されたのが、「二国間オフセット・クレジット制度（JCM/BOCM）」である。そのアイディアは、2009 年米国下院議会に提出された「米国 クリーンエネルギー・安全保障法案（いわゆるワックスマン・マーキー法案）」⁶のなかに記述

⁶http://www.env.go.jp/earth/ondanka/det/os-info/mats/usa_waxman-markey-bill.pdf

されていた。この法案は結局成立しなかったが、「米国が締結する協定に参加した途上国との間に海外オフセット・クレジットを認める」との内容が含まれている。

国連気候変動枠組み交渉が、京都議定書第一約束期間終了後の枠組み構築に行き詰まっていたこともあり、日本政府も、低炭素技術・製品の普及を通じた排出削減量を、二国間協定等を通じて独自に認定し、国内目標に柔軟に反映させる新たな仕組みの検討を10年ごろからスタートさせた。この新たなメカニズムについては、エネルギー基本計画や新成長戦略、産業構造ビジョンなどに盛り込まれていた。基本概念およびスキーム図、二国間オフセット・クレジット制度とCDMのプロセス比較表を、政府発表資料より紹介する。

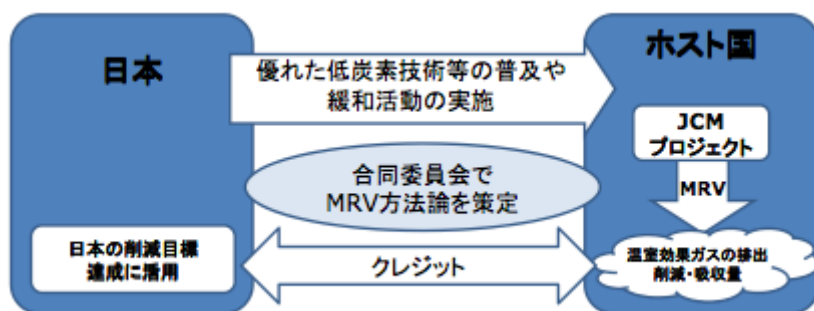


図 3-1 二国間オフセット・クレジット制度の基本概念⁷

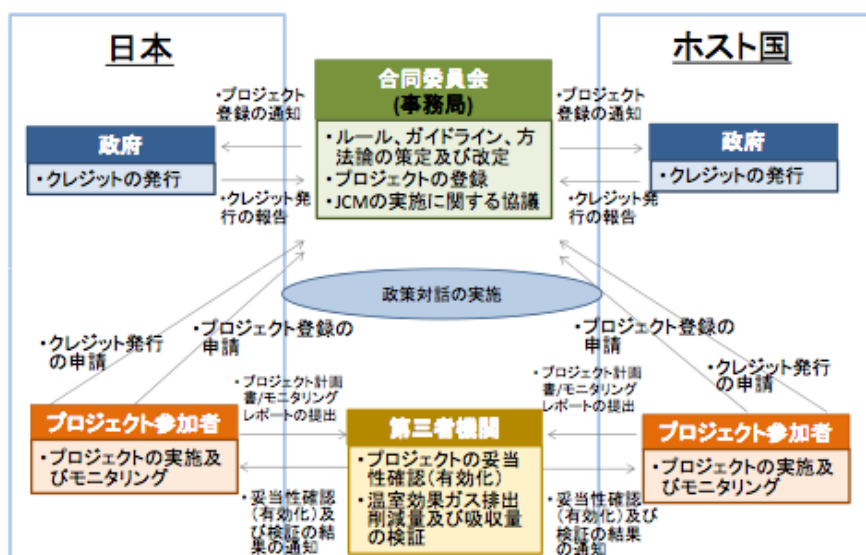


図 3-2 二国間オフセット・クレジット制度のスキーム図

⁷ 2013年2月6日 日本政府発表資料

http://www.mmechanisms.org/document/130206_mmechaseminar_govj.pdf

二国間オフセット・クレジットメカニズムの制度設計にあたって必要なポイントとして、下記の点が認識されている。

- (1) 堅固な方法論、透明性、環境十全性を確保する
- (2) 簡易で実用的な制度を維持する
- (3) 地球規模の温室効果ガス排出削減・吸収を促進する具体的な行動を推進する
- (4) 温室効果ガスの排出削減・吸収量の二重計上を回避するために、本制度の下で登録された緩和プロジェクトを他の国際的な緩和メカニズムに重複して使用することを防止する

政府の認識する二国間オフセット・クレジット制度化にあたっての最も重要なポイントは、一番目のポイントとして指摘されている通り、CDM のような硬直性を排除しつつ、この制度に対する信頼性を担保できる程度の、適格性評価（追加性判断）基準及び MRV 方法論⁸を策定することにある。

適格性評価（追加性判断）基準については、①ポジティブリスト方式（対象途上国の希望に基づき、二国間オフセット・クレジット制度により途上国への移転を加速すべき技術をリスト化する）、②バリア分析（当該技術の普及状況に基準を設け、それを超えていなければ何らか技術導入の障壁があるものと見なして追加性を認める）、③パフォーマンス基準（一定のパフォーマンス基準を設定し、この基準をよりもCO₂の排出量が少なければ追加性があると認める）等の考え方から、技術の分野ごと、あるいは相手国の状況により判断していく必要がある。こうして、相手国の希望や実態を出させる過程でキャパシティビルディングもでき、判断基準として国際的にも認められやすくなるだろう。

MRV 方法論については、日本国政府の提案では、両国政府による合同委員会がルール・ガイドラインの策定を行い、かつ、妥当性の確認や検証を行う第三者機関の指定も行うこととなっている。プロジェクト単位での排出削減量算定が可能な場合だけでなく、例えば電力事業の系統運用全体における効

⁸ MRV 方法論：計測(M:Measuring 又は Monitoring)報告(R:Reporting)検証(V:Verification) の 3 つのプロセス。MRV を巡る議論の整理については、http://enviroscope.iges.or.jp/modules/envirolib/upload/4168/attach/PB_25_J_final.pdf（IGES 市場メカニズムグループ二宮氏）参照のこと。

率改善のように、会社など組織単位での排出削減量算定となる場合も考えられる。日本政府（経済産業省及び（独）新エネルギー産業技術総合開発機構、環境省）は2010年度から二国間オフセット・クレジットの企業化調査（FS）事業を行っているが、多くのFS事業の報告書において試みられている通り、CDM方法論の援用、あるいは国際協力銀行（JBIC）の運用するJ-MRV⁹（温室効果ガス排出量削減を目的とする事業を金融面から支援する場合には、出融資等が妥当かを判断するため、当該事業における排出削減量の測定・報告・検証を実施することとしており、その手法を総称して「J-MRV」という）やISO、GHGプロトコル等の国際基準の活用可能性が示されており、こうした知見に基づき両国政府がルール・ガイドラインについて認証するものと考えられている。

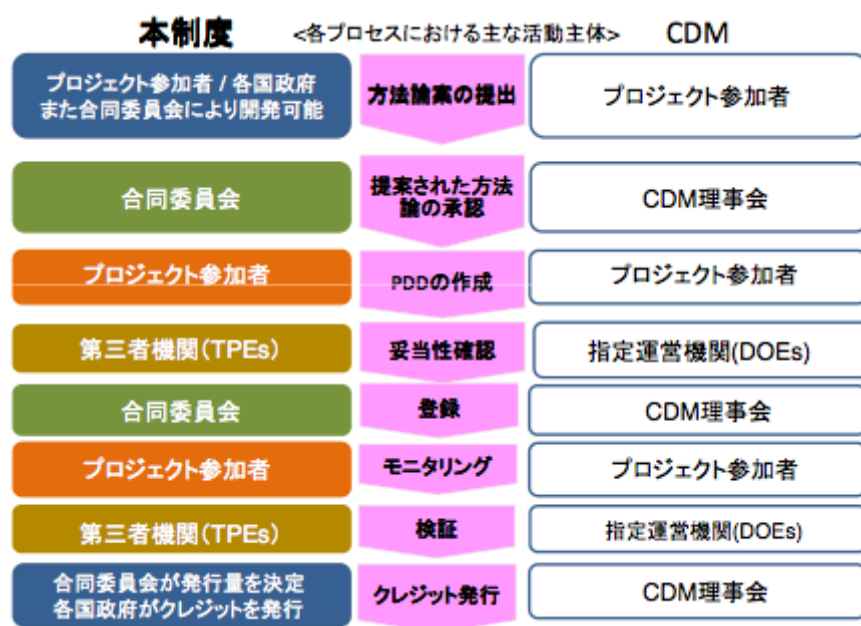


図 3-3 二国間オフセット・クレジット制度と CDM のプロセス比較表¹⁰

4. 日本の産業界にとってのビジネスチャンスー特に電力事業に関してー

日本政府のFS事業の中で、ベトナム関連の案件は下記の通りで、案件数ではインドネシア、インドなどと並んで多くを占めている。

⁹ <http://www.jbic.go.jp/ja/about/environment/j-mrv/pdf/jmrv-guideline.pdf>

¹⁰ http://www.kyomecha.org/document/pdf/130206_mmechaseminar_govj.pdf

ベトナムのみならず東南アジアにおいて、旺盛な電力需要の伸びに対応して供給力を確保することが急務とされている現状を反映し、電力設備に関連する案件の多さが目を引く。以下に、平成 22 年度経済産業省実施の「地球温暖化技術等普及促進事業」において行われた二国間オフセット・クレジット制度の検討のうち、電力分野に関わる 3 つの事業を概観する。

表 4-1 二国間オフセット・クレジット制度検討に関する FS 事業（ベトナム）

	経済産業省・NEDO	環境省
平成22年度	・超々臨界圧石炭火力発電所(USC)の導入 ・原子力発電の導入 ・高効率配電変圧器による送電ロスの減少 ・高効率電化機器の普及促進 ・車載端末(デジタコ)試行導入(ラオス・マレーシア・中国等アジア域内)	
平成23年度	・高効率エアコン普及促進 ・セメント工場における廃熱発電設備普及 ・データセンター等サーバーの更新・統合 ・超々臨界圧石炭火力発電所(USC)の導入 ・高効率伝送変圧器の導入(インドネシア、南ア) ・低濃度炭坑メタンガス処理・発電施設の導入 ・高効率電化機器の普及促進 ・コンビニエンスストア店舗のエコ化 ・車載端末(デジタコ)試行導入(ラオス、マレーシア、中国等アジア域内)	・裸地への再植林及び木質バイオマスの発電への活用を通じたREDD+ ・セメント工場における高炉スラグの利用 ・ハノイ市とホーチミン市における大規模高速交通システムの開発
平成24年度	・中規模水力発電事業の推進 ・高効率機器普及促進組成調査(建物省エネ) ・高効率エアコン普及促進 ・超々臨界圧石炭火力発電所(USC) ・製鉄所における省エネ ・節水型シャワーの普及 ・電動バイクの普及 ・超々臨界圧石炭火力発電所(USC)の普及(ミャンマー、カンボジア) ・エココンビニエンスストア(建物省エネ)(タイ) ・マイクロ水力発電設備(タイ) ・商業設備における省エネ化(タイ、マレーシア)	・ビール工場における総合的エネルギー消費削減 ・食品加工工場有機廃水からのバイオガスを利用したコジェネレーション ・タクシーへのエコドライブ支援・管理システムの導入普及による燃費改善 ・森林管理活動を通じたREDD+と木材産業残材に基づくバイオマス発電 ・道路交通から大量高速輸送機関(MRT)へのモーダルシフトの促進(インドネシア)

(経済産業省 HP 等より筆者作成)

(1) ベトナム超々臨界圧型石炭火力導入による二国間クレジットの制度
化検討¹¹

¹¹ http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2011fy/E001697.pdf

超々臨界圧石炭火力発電所（USC）の導入は、ベトナムのみならずインドやインドネシア、ミャンマー、カンボジア等でも FS 事業が行われており、各国のニーズが特に高い技術の一つである。

CDM においては、USC 石炭火力発電所の新設に適用可能な ACM0013「低 GHG 排出強度技術を用いたグリッド接続新規化石燃料火力発電施設のための統合方法論（Consolidated baseline and monitoring methodology for new grid connected fossil fuel fired power plants using a less GHG intensive technology）」が存在するが、石炭火力発電所の増加がそもそも温暖化対策に逆行するとの考えから「同種の燃料が電源の 50%以上を占めること」という適用条件と「効率の上位 15%(京都メカニズムの運用に関する議論が行われた COP 7 のマラケシュ合意による 20%より厳しい)」というベースライン排出係数が条件となっており、水力の割合が多いベトナムの石炭火力発電所には適用できず、実質的に中国とインドしか認められない。

しかし、本事業報告書によれば、J-BIC の導入した「低炭素発電技術を導入する化石燃料火力発電プロジェクト用方法論(J-MRV 004)」を参考に、CDM の ACM0013 方法論を修正し、さらには創出されるクレジットの信頼性が失われることのないよう「ISO 14064」及び WBCSD(The World Business Council for Sustainable Development:持続可能な開発のための世界経済人会議)と WRI(World Resources Institute:世界資源研究所)が策定した「GHG プロトコル」等の国際標準を参照して、いくつかのオプションを示している。

国際交渉上の受容性という観点からも、相手国政府・企業関係者のキャパシティ・ビルディングという観点からも、既に国際的に認知されている基準等を参照して CDM 方法論を修正した、この報告書の示すオプションは今後の事業化にあたって有力な手法であろう。

この FS 事業では、ベトナム国内で石炭火力の建設が予定されている 3 サイト（中北部、中南部、南部）の地点調査を行い、そのうち中北部、中南部の 2 サイトについて概念設計および経済性評価を行っている。中低品位の亜瀝青炭を燃料とした場合、USC 石炭火力は亜臨界圧石炭火力と比べ約 3.5%、超臨界圧石炭火力と比べても約 2.0%、熱効率を高くすることができ、その前提で獲得できる CO₂ クレジットの概算量はそれぞれ 451 万 t-CO₂/年

と 376 万 t-CO₂/年と試算されている（買取り期間を 10 年間と仮定。ベトナム側の所有権が 50%の場合と 100%の場合を検討）。

二国間クレジットの価格を、当時の CER の市場価格等を勘案し、US\$10/ t-CO₂ とすると、年間のクレジット収入は US\$22.6Mil/年(50%ベース)/US\$45.1Mil/年(100%ベース)、US\$18.8Mil/年(50%ベース)/US\$37.6Mil/年(100%ベース)となり、比較的大きな経済効果があるという結論を導いている。

（２）原子力発電の導入による二国間クレジットの制度化検討・調査¹²

東日本大震災によって引き起こされた福島第 1 原子力発電所事故以降も、ベトナムの原子力導入意欲は衰えておらず、我々が調査に訪れた 2012 年 10 月 25 日にも「第 5 回国際原子力展示会」¹³がハノイ市において開催されていたほか、ベトナムエネルギー研究所関係者からも原子力発電所導入に対する強い期待が聞かれた。

日本政府は気候変動枠組条約に関する国連交渉において、原子力を CDM において認めるべきとの主張を行っていたが、2001 年のマラケシュ合意において「原子力 CDM の利用は差し控えるべき」と明示的に原子力の排出削減効果をクレジット化することが排除された。追加性の立証が困難であること、放射性廃棄物を含めた安全性への懸念、あまりに大量のクレジットが認められることによって、他の取り組み・再生可能エネルギーの導入促進が阻害される恐れがあることが主な理由で、マラケシュ合意以降、原子力を CDM に含めることについてはほとんど議論がなされていない。しかし、原子力の平和利用に踏み出した 1960 年代の日本と同様、旺盛な電力需要の伸びを安定的・安価な原子力発電の導入によってまかないたいとの期待を持つ国はベトナムのみならず多く存在する。

また、韓国のように原子力輸出を産業振興策として掲げる国もある。韓国政府は 2030 年までに 80 基を輸出することを目標に掲げ、官民一体となった推進策によりアラブ首長国連邦の原子力発電所建設に合意するなど積極的

¹² http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2011fy/E001711.pdf

¹³ <http://vovworld.vn/ja-JP/ニュース/第5回国際原子力展示会が開催日本も参加/114948.vov>

な動きを見せていた。しかしながら近年、国内の原子力発電所で様々なトラブルがあり、また、政府が株式の過半を有する韓国電力は、国民の反発を恐れて電力料金値上げを容認しない政府の方針によって3年連続の赤字を計上するなど国内の電力システムそのものに揺るぎが生じている。その上、本年2月25日に就任した朴新大統領のもとで確定した「第6次電力需給基本計画」では、27年までに22%の供給予備率確保を目標として明記したものの、新規原子力については保留とされるなど、原子力政策の推進は若干揺らいでいるように見え、今後の動向が注目される。

日本政府は、ベトナム、ヨルダンとは既に原子力協定を締結済みであり、モンゴル・マレーシア・タイ・インド・アラブ首長国連邦（UAE）・トルコ・南アフリカ共和国・メキシコ・ブラジルの9か国との間で締結交渉中であると言われる。原子力発電事業による二国間オフセット・クレジットの組成には、個々の技術に対しては中立であるべきという根本原則を超えてマラケシュ合意に「原子力CDMの利用を差し控えるべき」と明記されていること、原子力発電所が稼働しなければクレジットが発生しないこと、ベースラインのおき方次第ではあるものの非常に大量のクレジットを生み出すことなど、固有の問題があることに留意が必要だが、成功すれば日本の原子力技術輸出の大きな後押しとなることは間違いが無い。

（3）アモルファス高効率変圧器の普及による送電ロスの減少および温室効果ガス 排出量削減事業¹⁴

アモルファス金属は、日立金属株式会社が世界シェアの90%以上を占める、まさに日本企業が極めて高い優位性を持つ製品である。また、2011年1月の省エネルギー法施行を受けて、地域によって50%を超えるという送電ロス率改善に向け、ベトナムの電力会社は高効率変圧器に非常に高い関心を持っているという。

この事業報告書では、試算期間8年間の総計として、対ホーチミン電力規格では204,873tCO₂(2年平均25,609t tCO₂)、対ベトナム国家規格では797,488tCO₂(年平均99,686tCO₂)の削減が可能であるとしている。変圧器の

¹⁴ http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2011fy/E001699.pdf

寿命は 30 年とも言われており、本プロジェクトの実施により、9 年目以降の 22 年間は、それぞれ一律年間 45,527tCO₂、177,220 tCO₂ の排出削減が将来的に見込まれ、その総削減ポテンシャルは実に、1,206,476tCO₂、4,696,318 tCO₂ にものぼる。(現在計画されているコア製造ラインの生産能力とホーチミン電力における容量別機器の年間新規購入台数比率を考慮のうえ算出した、分析上のシナリオ。また、分析にあたっては、当初 8 年間に亘り、同数の新規変圧器の導入があるとした場合を想定とのこと)

市中金利が 15% 超と高いベトナムにおいて、この CO₂ 削減量を二国間オフセット・クレジットとして日本政府が引き取ることを制度化できれば、当然日本の省エネ技術の輸出に大きな弾みになる。

5. 日本政府の国連交渉における取り組みと諸外国政府との協議状況

日本国政府は、京都メカニズムに代わる新たな概念として、二国間オフセット・メカニズム制度が認められるよう、AWG、COP 等の会合の都度働きかけを行うと共に、UNFCCC 事務局へのサブミッションを通じて、「(排出削減のための) 多様な手段」の重要性・有効性を訴求している。COP18 においてはベトナム政府と共同でサイドイベントを開催するなど、他の途上国が「京都メカニズムよりも二国間オフセット・クレジット制度の方が魅力的である」と感じるよう積極的な動きを見せている。こうした場実際に技術を提供する民間企業の参画がどれだけあるかがカギになるだろう。

COP18 においては、経団連が中心となり「Biz-MEF(気候変動とエネルギー安全保障のための主要国ビジネスフォーラム)」とカタール商工会が共催、日・米・カタール政府が協賛したドーハ・ダイアログや、経団連と NEDO が共催する公式サイドイベントが開催された。特に後者においては、日本産業界が自主行動計画、セクター協力の実績、BOCM への取り組みについて紹介、ベトナム資源環境省のタン国際協力局次長から日本の技術支援と BOCM への期待を表明している。

また、英 Vivid Economics のエコノミスト Ward Director が CDM の限界と特に大型インフラ投資には CDM は本質的に不向きであり、それを補完する BOCM のような制度が望まれることを指摘したが、域内の排出権取引市場 (EU-ETS) 維持に躍起になっている欧州関係者の中から CDM に対して否定的、

二国間オフセット・クレジット制度について前向きなコメントが発信された意義は非常に大きかったといえる。会場に集まった 100 名近い参加者の中には多くの途上国政府関係者も見受けられ、日本政府および日本産業界に対する高い期待の声が寄せられていた。

また、FS 事業の実施と並行して、2011 年から日本国政府はアジア諸国を中心に政府間協議を開始し、本年 1 月 8 日モンゴルとの間の二国間文書¹⁵に署名した。

<概要>

○日・モンゴル間の低炭素発展パートナーシップの推進のため、二国間オフセット・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及び吸収量を、国際的に表明したそれぞれの温室効果ガス緩和努力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緩和メカニズムには使用しない。

なお、インドネシア、バングラデシュ、ベトナムとは本年中早めの運用開始に向け協議を加速させており、インド、タイ、ラオス、カンボジア、ミャンマー、ケニア、エチオピアなどとも協議を進めていると言う。ベトナムとの協議は 2011 年 5 月事務レベルによりスタートし、これまで複数回の首脳宣言で交渉加速を確認、12 年 8 月に閣僚級のバイ会談で 13 年前半からの運用開始に向けて交渉を加速することを確認している。

また、国際社会での受容性を高めるためにも、二国間オフセット・クレジット制度が今後有効に活用されるためにも、相手国政府や企業のキャパシティビルディングが非常に重要であるが、日本国政府が示す 2011 年度から 2013 年度までの二国間オフセット・クレジット制度のロードマップには、国連交渉と並んで能力開発（キャパシティビルディング）が実施事項として挙げられている。本年 2 月には、インドネシアとベトナムにおいて、政府関係者や民間企業からの参加を集め、これまで実施した実現可能性調査の報告会¹⁶を行っている。

¹⁵ http://www.mmechanisms.org/event/details_121126COP18sideevent.html

¹⁶ http://www.env.go.jp/press/file_view.php?serial=21553&hou_id=16338

6. 二国間オフセット・クレジット制度の今後の展望と課題

二国間オフセット・クレジット制度全体に関する課題及び特にベトナムにおける案件組成に関する課題を下記にまとめる。

(1) 制度の不安定さー国際社会における認知と受容ー

現在の気候変動国際枠組みである京都議定書の下では、二国間協定に基づく炭素クレジットの創出は認められていない。京都議定書第二約束期間が終了する 2020 年以降、あるいは 20 年までの間の自主的取り組みにおいて、各国が独自のやり方で排出削減を実施、国際検証を受ける「プレッジ&レビュー方式」となることを見越し、また、その実現を後押しすることを目的に、先行的に二国間クレジットの検討が進められているが、そこに国際枠組みにおける裏付けはまだないということには留意が必要である。12 年にカタール・ドバイで開催された C O P 18 において、京都メカニズムの取り扱いが一部の国に不利なルール変更をされた。ロシア、ウクライナ、ベラルーシなど市場経済移行国は、第一約束期間において、非常に緩い目標設定を認められたため、特段の削減努力なしに” ホットエアー” と呼ばれるクレジットを手にしてしたが、C O P 18 においてこのクレジットを第二約束期間に繰り越すことに厳しい制限が設けられたのだ。しかしこれは、議定書上本来認められていた権利の制限であり、当該国の激しい反発を招いただけでなく、国際社会が認めた京都メカニズムの不安定さを知らしめる結果となった。このことは逆に、二国間オフセット・クレジットのような新たな枠組みについての期待感を高める方向に作用しており、今後日本政府がどこまで関係諸国を巻き込めるかがカギとなる。

そのためには、これまでのように、政府代表団が UNFCCC 事務局へのサブミッション、AWG・COP 等の会合の都度二国間オフセット・クレジット制度の有用性について訴求するのみならず、民間企業関係者が積極的にどのような技術供与が可能か、二国間オフセット・クレジット制度を活用した場合のファイナンスについて提案していく必要があるだろう。Biz-MEF としては、COP19 においても今回同様のイベントを開催する方向であるとのことであるが、こうした国際交渉の場で日本産業界の存在感を示していくことが重要

だろう。

（２）ファイナンススキームが未確立であること

二国間オフセット・クレジット制度の本来の趣旨は、割高ではあるが環境性能に優れた日本の技術・製品を普及させ、以て世界全体での排出削減を図るものである。他国と比較して割高な日本の技術が採用されるためのファイナンススキームの一つ（低利円借款等と同様）として、その技術の導入によって削減されるＣＯ２排出量を価値化する仕組みであり、ベトナムの電力事業において、特に中国の技術・製品と明確な価格差があるため苦戦を強いられている日本企業にとっても、現状の打開策となる有効な手法だろう。しかし、日本が国際法上拘束力ある削減目標を負うか否か、さらに、国内法で民間企業に拘束力ある削減目標を課すか否かによって、その性格は大きくことなるが、そこまで議論が成熟していないのが実態であり、ＣＯ２排出量を価値化するにあたってのファイナンススキームが確立できておらず、政府がオフセット・クレジットを排出削減目標達成のために活用することとして引き取るのであれば、特別会計の組成が必要になるだろうが、まだ検討内容が明らかにされていない。今後国際交渉、国内制度両面から議論の進展を待つ必要がある。

（３）ベトナムでの案件組成に関する課題

今回の調査で、ベトナムにおけるデータ収集の難しさが改めて明らかになった。例えば、ベトナムエネルギー研究所に対して、彼らが当然保有していると思われるいくつかのデータ（①需給の現状、②PDP 7 進捗状況、③EVN 以外の電源開発計画（PDP7 に含まれていないものを含む）、IPP など、④2011 年 1 2 月 2 3 日発表の 2 0 1 2 年の電力供給見通し（6785/QD-BCT）、⑤2012 年 7 月 1 0 日発表の 2011－2015 年の事業計画（854/QD-TTg）、⑥エネルギー総局の業務に関する決定文書、（1213/QD-BCT））の提供を依頼したが、保有していない、あるいは有料での提供であれば対応可能との回答に終始した。データ収集が非常に困難であることは、ベトナムでの FS 事業を実施した関係者からも多く聞かれた声である。また、JETRO ハノイ事務所の方からも、

様々なデータの信憑性については疑問の声が聞かれた。ベトナムにおいて CDM の政府承認件数に比して認可件数が少ない理由にデータ不足も指摘されているが、この状況はまだ改善されていないと言える。

また、経済成長の勢いは緩やかになりつつある。昨年 10 月に発表された来年度の経済成長見通しは 5.5%とされており、これまでの 7～8%程度の急速な成長は一段落し、PDP 7 と整合性がとれない状態となってきたため、留意が必要である。なお、電力に関する情報で言えば、電力料金に関しては、2012 年 7 月からの電力自由化導入を踏まえて、今後電気料金推移についてエネルギー研究所関係者に質問してみたが、長期的なコスト分析はいくつかおこなっているものの、「電気代は政治が決めるもの。我々もわからない。」とのことであった。

共産党一党支配の体制において、インフラは国が整えて提供すべきものと認識であるため、特に農村部への影響が多い電気料金値上げについては極力回避し続け、そのために E V N 等電力会社の収支が厳しい状況は今後も続くと考えられる。火力発電所の建設が遅れている理由として、南部地域の地形地質が複雑であることとともに、資金的・人的不足が挙げられている。

この課題を踏まえた上で、今後二国間オフセット・クレジット制度を日本の技術力（特に電力事業において）の輸出支援策として有効たらしめるために、何が必要かを下記に付言する。

① 日本の電力事業の得意とするオペレーション技術の環境価値化

電力事業においてはプラント輸出ばかりが注目されるが、日本の電力事業が誇るのは、現場レベルでの着実な保守・点検等に基づく効率的な運転技術である。G S E P（エネルギー効率向上に関する国際パートナーシップ）の電力 WG の活動として、1 月末、電気事業連合会や電力各社の火力部門担当者がインドネシアを訪れ、石炭火力運営の効率向上に関するワークショップを開催し、スララヤ火力発電所（出力 40 万 kW）の設備診断を行ったという。この中で当該発電所の熱効率を 2%程度向上できる可能性があること、年間 15 万 t の CO₂ 削減効果を期待できることが示唆されたという。プラント建設そのものについての技術力は、設計値と実績値の違いが導入後明らかにになるケースが多いものの中国・韓国等の追い上げもあり、また、第 5

章でも触れるように炭種によっては日本が得意としない分野もある。しかし、高度かつ緻密な運転・保守技術による熱効率の維持は日本が今なお圧倒的優位を保っていると言われている。こうした操業と保守（O&M）技術移転によるクレジット化は、手間と時間がかかるわりに少量のクレジットしか生まないという難点はあるが、プラント輸出と一体にした技術輸出策に発展させられれば、日本企業の海外進出の大きなきっかけとなるであろう。

② MRV に関する人材育成への協力

2013 年 3 月 5 日公益財団法人地球環境戦略研究機関（IGES）が開催した公開シンポジウム「アジアを低炭素な社会にしていく仕組みづくり：温暖化対策のための測定・報告・検証（MRV）を通じたパートナーシップの構築に向けて」に参加していた、ベトナム・ホーチミン市天然資源環境局気候変動質副室長ハー・ミン・チャウ氏によれば、MRV に困難を感じるのは下記の 3 点だという。

- ・利用可能なデータベースの欠如
- ・市職員の MRV に関するノウハウの欠如
- ・民間セクターと政府の協力関係が無く、データ収集に困難

特に関係者の MRV に関するノウハウ欠如については、日本側の協力に大きな期待を寄せていた。なお、大阪市は、平成 21 年度以降ホーチミン市水道事業の改善策に取り組み、「平成 23 年度中小企業支援調査（ASEAN 諸国における持続的な官民連携水事業展開のあり方に関する調査。経済産業省公募。）」に応募し、平成 23 年 7 月 15 日に採択されている。当該事業等によってこれまで構築された日本とベトナムのネットワークを維持・拡大するためにも、関西経済団体連合会とアジア太平洋研究所が協力して、MRV に関する研究・教育センターを立ち上げるといったことも、関西地域経済界のアジア諸国進出の大きな支援となると考えられる。

第5章 ベトナムの火力発電建設市場—石炭火力発電を事例に

上野貴弘

第2章で述べたように、今後のベトナムの電源計画（第7次マスタープラン）では、石炭火力発電の大規模な導入が見込まれている。石炭火力の設備容量は、2011年時点では合計で3,300MW程度であったが、2020年には36,000MWに、2030年には70,000MWに拡大する計画となっている。現在は石炭火力よりも天然ガス火力や水力発電の方が設備容量の合計値が大きいが、計画通りに進めば、2020年には石炭火力がこれらを上回ることになる。

日本政府は、海外、特に経済成長を続けるアジアにおけるインフラ輸出を成長戦略の柱と位置付けているが、ベトナムでは石炭火力発電が有望な分野となりうる。

ベトナムの石炭火力発電には、大きく2つの特徴がある。

第一の特徴は、中国企業の受注件数が増えていることである。ベトナムなどの新興途上国では、発電所建設の際に、設計（Engineering）、調達（Procurement）、建設（Construction）（以下、これらの3つを総称してEPC）を個別に発注するのではなく、一括で発注するEPC契約が使われることが多い。EPC契約の受注者はEPCコントラクターと呼ばれ、発注者に対する責任を一元的に負うが、近年、中国企業はこのEPC契約の受注件数を伸ばしている。さらに、EPCコントラクターとなった中国企業は、中国の設計会社、メーカー、建設会社にそれぞれ設計、設備供給、建設を発注している。一方、日本企業の受注件数は、後述するように、中国企業と比べると見劣りする。

第二の特徴は、無煙炭の利用である。無煙炭とは最も炭化が進んだ種類の石炭である。着火しにくく安定燃焼を保つのが難しいが、ベトナムでは多く産出されるため、国産の無煙炭が発電に使われてきた。ただし、2章で述べたように今後の新設・増設分をすべて国内炭で賄うことは困難であることから、輸入炭（亜瀝青炭など）を燃料とする発電所の建設が計画されている。

そこで、本章では、ベトナムの石炭火力発電におけるこれらの特徴をさらに掘り下げて分析し、その上で、ベトナムの発電所建設の受注を目指す日本企業への示唆を論じる。本章の構成は以下の通りである。1節では、中国企業による発電所建設の受注実績と受注後の建設状況を取り上げる。2節では、

無煙炭の利用状況を発電設備および燃料という 2 つの側面から考察する。これらを踏まえて、3 節では、日本企業への示唆を論じる。

1. ベトナムの石炭火力発電の特徴①—中国企業による発電所建設の増加

本節では、1 つ目の特徴である中国企業による発電所建設について、文献・資料に基づいて、現状を詳しくみていく。使用した文献・資料は、ジェトロハノイセンターによるベトナム電力事情の調査報告、中国で出版された中国語文献、中国企業のプレスリリース等である。

(1) 中国企業の受注実績と競争力

まず、受注実績を整理する。ジェトロハノイセンターは、発電所建設の EPC コントラクター、設備供給メーカー、建設会社をとりまとめた一覧表を公表している¹⁷。表 1-1 は、この一覧表から中国企業が関与した石炭火力案件を抜き出したものである。Cam Pha 1 (2009 年運転開始)、Duyen Hai 1 (2014 年運転開始予定)、Hai Phong 1&2 (2008 年運転開始)、Kien Luong 1 (2013 年運転開始予定)、Mao Khe (建設中)、Quang Ninh 1&2 (2009~2010 年運転開始)、Vinh Tan 2 (建設中) など、最近の案件の受注実績が多い。他国の企業と比べても、最近の中国企業の受注実績は突出している。

この表から見てとれる特徴は、中国企業が関与した案件について、①ほぼ全てにおいて中国企業が EPC コントラクターになっていること、②中国輸出入銀行など中国のファイナンスがほぼ全ての案件で入っていること、③ 4 割弱の案件で中国企業が土木工事・機器据付・システム設計を請け負っていることといった点である。

ボイラー、タービン、発電機というプラント主機については、この表では、3 件の案件しか関与していないが、空欄となっている案件の多くで中国の重電メーカー (Harbin や Dongfang) が EPC コントラクターとなっていることから、当然プラント主機は中国製品が採用されていると想像でき、採用実績はもっと多いものと思われる。また、Hai Phong 発電所では、丸紅が東方電気 (Dongfang) とともに EPC 契約の共同契約者となっている点も特徴的である。

¹⁷ 下記リンクで入手できる。

http://www.jetro.go.jp/jfile/report/07000429/vn_epc_contractor.pdf

表 1-1 ベトナムの石炭火力発電所における
中国企業・金融機関等の関与

プラント名	設備容量 (MW)	ファイナンス (融資銀行含む)	ボイラー、タービン、 ジェネレーター メーカー	コンサルタント (詳細設計、F/S業務含む)	EPC	土木工事、機器据付、システム設計 など
Cam Pha 1,2	600		Foster Wheeler		Harbin Power Project	Songling Power Environmental Equipment co., Ltd(China), XJ Group corp.(China),Northerst Electric Power Design Institute of China Power Engineering Consulting Group(Technical management), Guangdong Topkey Power Technical Development(China), Mixed Slurry and Cam Pha dust coal No.6
Cao Ngan	115	China	Alstom	Colenco(Review and preparation of design and bidding document, bit evaluation, contract negotiation)	Harbin Power Engineering	LPI(Aus, Lightning protection), Sika(PVC Bar)
Duyen Hai 1	1200	Export-Import Bank of China(85%), EVN(15%)		CTTE(Port consultancy, F/S Appraisal)	Dongfang	
Hai Duong	1200				China Huadian Engineering	
Hai Phong 1 #1	300	VIB(5.2 million USD)		IE, ESBI	Marubeni, Dongfang	Van Thai Vinashin(Steel products)
Hai Phong 1 #2	300			IE, ESBI	Marubeni, Dongfang	Van Thai Vinashin(Steel products)
Hai Phong 2	600	JBIC, Export- Import Bank of China	Fuji Electric systems	IE, ESBI	Marubeni, Dongfang	XJ Group corp.(China)
Kien Luong 1	1200	Sinosure(Insuran ce), Industrial and Commercial Bank of China (2 billion USD)		Marston(Coal consultancy), Black & Veatch, Mott MacDonald (Technical consultancy Standard Charter (Financial consultancy), Delloitte(Financial consultancy), KPMG (Financial consultancy), CTTE (Nam Du Port consultancy)	China Huadian Engineering	ITACO, Agrimeco, Royal Haskoning Vietnam
Mao Khe #1,2	440	Export-Import Bank of China	Foster Wheeler		KAIDI Electric Power Co.(China)	CTTE(Construction supervision)
Ninh Binh	100	China(Grant Aid)	Shanghai Electric, Dongfang		Lilama	
Quang Ninh 1,2	1200	China Export and Credit Insurance corp.	Shanghai Electric, Alstom		Shanghai Electric	Chinese Northwest Power Design Institute(Design), Jiangsu Electric Power Construction Company
Son Dong	220	Vinacomin(211.5 million USD)	SFECO(China Shanghai corp group)		China Shanghai corp	CTTE(Construction supervision), GE(System design), Guangdong Shenling Airconditioning equipment co., Ltd(China)
Vinh Tan 2	1200	Export-Import Bank of China, ODA(China), EVN(15%)		Electricity construction consulting JSC 2, CTTE(port consultancy), PECC4(Appraisal report)	Shanghai Electricity corporation	Northeast Electric Power Design Institute(Survey & Engineering), China Power Engineering Consultancy Corporation(Survey & Engineering), Guangdong Electric Power Design Institute
Yongxin 2	1244				Shanghai electric group Co., Ltd	Hydro Electric Power System Engineering Company

出典：ジェトロハノイセンター（2011）

中国企業の受注件数が増えているのは、EPC の一括発注の入札で他国企業よりもかなり安い金額を提示するためと考えられる。ベトナム産業貿易省の Ta Van Huong エネルギー局長は、「中国企業による入札は他国企業よりもかなり安く、資金が不足するベトナム、特に電力部門において魅力的である」とコメントしている¹⁸。加えて、受注した EPC コントラクターが中国企業を下請けとしてフル活用することで、中国企業のプレゼンスがさらに高まって

¹⁸ http://vccinews.com/news_detail.asp?news_id=21177

いる。

また、中国の政府系金融機関が提供する優遇的なファイナンスが中国企業の受注を後押ししている。たとえば、中国政府による対外援助案件では受注者が中国企業に限定されることから、中国企業の受注割合を高くなっている¹⁹。

さらに、海外の発電プロジェクトに詳しい日本のある関係者によると、ベトナムにおける契約書の建て付けが、中国企業の競争力を高めている可能性があるという。ベトナム（特にハノイ）では、契約書が欧米流ではなく、中国やロシアにはなじみのある方式になっている。このことは、欧米や日本の金融機関が融資に躊躇する一因となっているが、逆に中国の金融機関はバンクابل（bankable）と見なしやすいとのことである。

以上をまとめると、中国企業の競争力は、①価格競争力、②政府系金融機関の優遇的なファイナンス、③契約書の建て付けなど商慣行の類似性に支えられていると言える。

（２）中国で発表された技術文献に取り上げたれた発電所建設の事例

では、受注後に中国企業は、どのように発電所を建設しているのだろうか。以下では、ベトナムにおける中国企業の石炭火力発電所建設の事例を、中国で出版された文献・記事に基づいて、本章の著者の解釈を交えずに、紹介する。

Cam Pha 発電所（以下の記述は、孙&高(2011)に基づく）

この発電所では、米・フォスターウィーラーの循環流動床ボイラー2 台に対して、1 台の蒸気タービンが用いられた。中国ではこの方式は禁止されており、中国企業にはこのようなプラントの設計と運転の経験がなかったが、国内の設計経験に基づいて、東北電力科学研究院有限公司（表 1－1 における Northerst Electric Power Design Institute of China）は同発電所の設計を行った。現在、プラントは安定的に運転されており、同社の設計は実施可能であることが示されたという。なお、この文献の著者は、東北電力科学研究院有限公司に所属している。

¹⁹ <http://news.nna.jp/free/news/20110620icn001A.html>

Hai Phong 発電所（以下の記述は、冯(2009)、杨(2010)、黄(2012)に基づく）

表 1－1（及び元になったジェットロハノイセンター作成の表）には示されていないが、この案件では、広西電力工程建設会社が、EPC コントラクターである東方電気と丸紅の下、建設・据付工程を担った。その経験が上記の文献に書かれている。たとえば、溶接については、中国国内の案件と比べて、海外案件では高い品質を要求されることから、工程の評定、人員管理、器具管理、材料管理、施行管理、非破壊検査を通じて品質向上に努めたという。

一方、作業員の能力不足、設備供給の遅れ、資材の盗難、施工機械の故障などのトラブルも少なくなく、コスト管理上の問題となった。また、泥層が深いなど地質条件が悪く、難度の高い杭基礎の工事が必要であった。これらの経験を通じて、同社は海外進出戦略の足がかりを築いたという。

なお、参考にした 3 つの文献の著者は、いずれも広西電力工程建設会社に所属している。

Son Dong 発電所とある発電所（以下の記述は、吴(2011)、胡(2011)に基づく）

Son Dong 発電所の建設では、上海外経集团公司（表 1－1 では China Shanghai Group）が EPC コントラクターであり、別のある案件では、凱迪電力（Kaidi Electric）が EPC コントラクターとなった。EPC コントラクターは案件の遂行にあたって、設備の品質管理に留意したことが文献で紹介されており、プラントエンジニアリングのコンサルタントが不足していることなどが問題点として、指摘されている。なお、Son Dong 発電所を扱った文献の著者は、上海外経集团公司に所属している

このように、中国企業が適切に建設を進めていったという成功事例が取り上げられているが、文献の著者が、建設に関わった企業に所属していることもあって、成功した側面が強調されやすいものと推測される。そのため、当事者以外の評価もみていく必要がある。

（３）工期遅れや運転開始後の故障などの問題点

そこで、報道情報や解説記事もみてみると、中国企業が建設した発電所で

は、工期遅れや運転開始後の故障が頻発すると伝えられている。

たとえば、インドシナの経済ビジネス情報を伝える NNA Asia は、2011 年 6 月の記事で、ベトナム建設業者協会の情報として、発電所を含むさまざまなインフラ建設において、EPC 契約を前提に入札した工事のうち、約 9 割を中国企業が受注しているが、問題も多いと報じている。中国企業が受注を伸ばしている火力発電所建設では、建設の遅れや設備の故障が相次いでおり、電力不足悪化の一因になっているという²⁰。

また、ジェトロハノイセンターの「ベトナム電力調査 2011」は、予定通りに建設が進んでいない案件をリストアップした上で、「中国企業が EPC 契約のメインコントラクターまたはメインサプライヤーとなる案件において工期が大幅に遅れるケースが増えている」と評価している。表 1-1 で、プラント名を赤色でハイライトした案件は工期遅れが発生したとされる案件であり、中国企業が関与した案件の約半分で遅延がみられる。

このように、中国企業が建設した発電所で工期遅れや故障の頻発が指摘されているが、他国の企業が建設した発電所でも工期遅れはよく発生している。ジェトロハノイセンターの「ベトナム電力調査 2011」が示した遅延案件リストにも、他国企業が建設した案件が多く含まれている。

中国企業がこれらのトラブルの原因になっているのかどうかは、工事遅延や故障の原因分析をして初めて明らかになるものである。今回の調査では、情報入手が困難であるため、系統的な分析を行うことができなかったが、以下にトラブルを引き起こす原因について、考えられる 4 つの仮説を示す。

① プラント補機建設の一般的な難しさ

EPC の一括受注ではプラント主機（ボイラー、蒸気タービン、発電機）に加えて、プラント補機や土木工事にも責任を負うことになる。メーカーの関係者によると、補機については、配管や弁など各地の工場で作られた何千もの部品を現地に輸入して組み立てていくため、メーカーの工場での製作比率が低く、現地工事の比率が非常に高くなる。部品点数が多いことから、部品の納入遅れが起こりやすく、品質管理も難しくなり、現地工事比率が高いことから、予想外のトラブルの発生は避け難いという。

²⁰ <http://news.nna.jp/free/news/20110620icn001A.html>

これは、中国企業に限らず、あらゆる国の企業に当てはまる問題である。

② ベトナム側の資金不足

第2章でも指摘されたように、発電所建設を発注する EVN 等の現地電力会社が資金をタイムリーに調達できず、多くの発電所で建設が遅延した。これは、中国企業の問題ではなく、ベトナム側の問題である。

たとえば、EVN のウェブサイトに掲載された記事によると、Uong Bi 火力発電所の第2期拡張ユニットでは、必要な資本のうちの一部しか調達できず、予定通りに建設完了させるには、さらなる融資が必要であったという²¹。

なお、このプロジェクトには、中国輸出銀行が 1.76 億ドルの優遇的なバイヤーズクレジットを貸与している²²。EVN は慢性的に資金が不足しているため、中国の金融機関による優遇的なファイナンスは彼らにとって極めて魅力的であり、既に指摘したように、こうしたファイナンス面での支援が中国企業の受注を後押ししている。

③ 無煙炭の燃焼に関する技術的な困難

本章の冒頭で述べたように、ベトナムでは、着火しにくく安定燃焼が難しい無煙炭が火力発電に使われているが、無煙炭の燃焼に関する技術的な困難が工期遅延や故障の原因となっている事例がある。これも中国企業の問題というよりは、無煙炭を用いることの問題と言える。

上記の Uong Bi 火力発電所の第2期拡張ユニットは、その一例である。The Saigon Times は2012年7月12日の記事で、「ベトナムエネルギー協会 (VEA) によると、Uong Bi 火力発電所第2期拡張プラントは2011年に商業運転を開始したが、トラブル対応に追われている」と報じている²³。

Uong Bi はハノイ東部の産炭地である。2008年4月、発電所を運営する Uong Bi 火力発電所有限会社は、中国企業の成達工程有限公司 (China Chengda Engineering)」と第2期拡張プラントの EPC 契約に署名した。同発電所の敷地内に 330MW のプラントを増設するプロジェクトである。成達工程

²¹

<http://www.evn.com.vn/Home/Detail/tabid/84/ItemId/4265/View/2/CateId/50/language/vi-VN/Default.aspx>

²² <http://www.jdxdz.com/a/dianziyuanqi/20130111/121.html>

は、設備の調達（P）に際して、ボイラーを米国の総合エンジニアリング企業であるバブコック・アンド・ウィルコックスの中国合弁会社（北京バブコック・アンド・ウィルコックス）に、タービンと発電機を北京北重蒸気タービン発電機有限公司に発注し、設計（E）と建設（C）についても中国企業に発注した²⁴。

その後、成達工程を中心として建設工事が進められ、2011年3月28日に発電所は系統に接続したが²⁵、その直後にボイラー設備の燃焼に伴う問題が困難となり、工程が1年延期された。そして、プロジェクトに関わった中国企業のプレスリリースによると、約1年を経て、2012年4月14日に360時間の試運転に成功し、EPC契約の検収基準に達したという²⁶。

Uong Bi 発電所では無煙炭が使われており、「ボイラー設備の燃焼に伴う問題」とは、無煙炭の燃焼に関する技術的な課題を指す。この点については、本章2節で詳しく述べる。

④ 中国企業の EPC 契約に関する経験者不足

(1)で述べたように、中国企業が関与する案件のほとんどで、中国企業がEPCを一括で受注しているが、実は中国国内ではEPC契約という発注方式が採られることは少ない。そのため、中国企業は国内の建設工事においてEPCの一括受注を経験できず、この方式に慣れていない。

新興途上国における発電所建設では、EPCが一括して発注されることが多いが²⁷、中国では、電力会社が設計、調達、建設を細かく分解して、発注・委託する。設計については、専門の設計院に委託する。調達については、電力会社自ら、あるいは関連会社がメーカーから調達して、据付業者に社給品として支給する。細かく分割して入札・発注を行うので、注文件数が莫大と

²⁴ http://www.chengda.com/en/new/news_cen_cont_1983.shtml
<http://www.chengda.com/html/page/1639.shtml>

²⁵ <http://www.chengda.com/html/page/1639.shtml>

²⁶ <http://www.ceec.net.cn/newdetail.aspx?PartNodeId=217&ArticleId=4468>
<http://www.ceec.net.cn/newdetail.aspx?PartNodeId=212&ArticleId=4538>
http://www.jcmeh.com/templates/T_news_articel/index.aspx?nodeid=23&page=ContentPage&contentid=2016

²⁷ 日本国内の発電所建設では、多くの場合、ボイラー部分、タービン・発電機部分、環境装置部分というようにプラントを区分けして、電力会社が重電メーカーにある程度のかたまりで一括発注する。一括で受注したメーカーはさらに下請に発注するが、電力会社に対する責任はメーカーが負う。

なる。建設・据付については、電力会社の建設子会社と地元企業が行う²⁸（図1－1）。

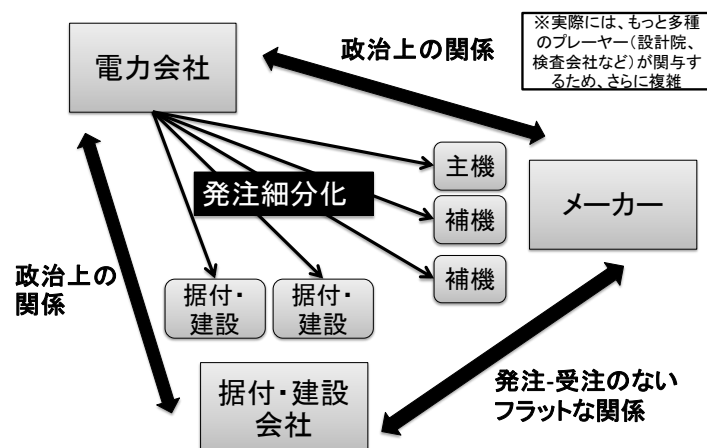


図1－1 中国の火力発電におけるEPCのあり方
出典：上野・鄭（2013）

このような慣行があるため、中国企業はEPCの一括受注という経験を国内で積むことが難しい。一方、中国企業が進出しようとしている新興途上国の発電所建設ではEPCの一括契約が多いため、この方式に従わざるを得ない。このギャップが、海外プロジェクトでトラブルが起こる原因になっている可能性がある。

その一例として、中国語文献で取り上げられたインドの事例を紹介する。この事例では、主機を製造する中国企業がインドで発電所建設のEPCを一括で受注したが、工期が遅延したという。中国の三大重電メーカーの1つである上海電気に所属する張&王(2011)の論文に基づいて、詳しく見てみよう。

EPCコントラクターとなった主機メーカーは、設備の製造能力では優っているが、設計と施工には強みはなく、EPC一括契約の経験者が不足していたことから、2社にコンサルテーションを依頼した。1社は、国内の請負業者とのコミュニケーションと協調に責任を負う国内企業（以下では、管理請負会社）であり、もう1社は、国外の発電所所有者（つまり、EPC契約の発注者）とのコミュニケーションと協調に責任を負い、同時にEPC全体のプロジ

²⁸ 上野・鄭（2013）を参照。

エクトマネジメントに関するコンサルテーションを行う国際的に有名なマネジメントコンサルティング会社（以下では、コンサルティング会社）である。また、主要設備の調達自社内で行うが、設計（E）と施工（C）については、それぞれの請負会社と契約した。一方、発電所の所有者側もコンサルティング会社と契約している。全体としては、図1－2の左側のような体制となった。

しかし、この体制は、実際に動き出すと、以下の問題を引き起こした。まず、EPCコントラクターが管理業務を管理請負会社に預ける形となって、EPCコントラクターによる管理機能が弱まった。その結果、EPCコントラクターに役務を提供するコンサルティング会社は、サービスの提供先を欠くことになり、その機能を発揮しにくくなった。さらに、管理請負会社も、実際に業務を行う設計請負会社や施工請負会社から契約上は離れた位置にいるため、ほとんど影響を及ぼすことができなかった。その結果、管理請負会社とコンサルティング会社の責任分担が不明確になって、納品の正確性を維持できなくなるなどの影響が生じ、一括請負契約を秩序だてて実施できなくなった。

そこで、EPCコントラクターの中にプロジェクトの経理部門を新設し、コントラクター自身のプロジェクトマネジメントへの関与を高めることで、管理請負会社の仕事内容を縮小させて、コンサルティング会社のサービスが機能するようにした。設計請負会社と施工請負会社に対する管理体制も明確になった。このように発注先をコントロールできる人材をEPCコントラクター側に経理部門という形で配置することによって、上記の問題は解決した。

中国国内におけるEPC契約の経験不足から困難に直面しているものの、張&王（2011）が示した例にもあるように、また(2)で取り上げた中国語文献でも述べられているように、中国企業もEPC契約という海外の制度環境に適応するための経験学習を加速しており、いずれ海外案件の管理技術（プロジェクトマネジメント技術）を習得する可能性が高いと言えよう²⁹。

²⁹ また、海外の発電事業に詳しい関係者によると、中国企業は経験豊富な日本人や韓国人を引き抜いて問題を解消しているという。

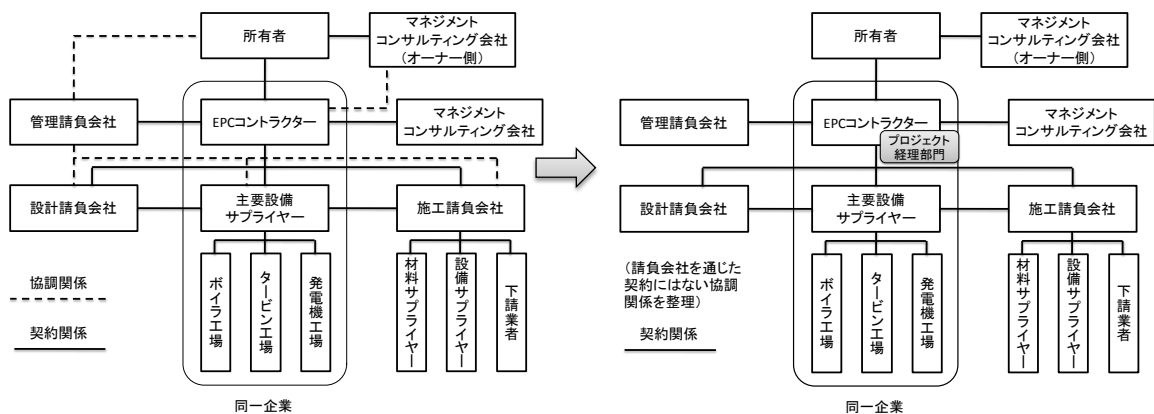


図 1 - 2 中国企業が EPC コントラクターとなった
インドのある案件における実施体制

（左：変更前、右：変更後）

出典：張 & 王（2011）（一部著者改変）

2. ベトナムの石炭火力発電の特徴②—無煙炭の使用と今後の輸入炭導入

ベトナムの石炭火力発電のもう一つの特徴は、ベトナムの国内炭である無煙炭を使用していることである。ベトナムには豊富な石炭資源があるが、産出される石炭の多くは無煙炭である。無煙炭は石炭のなかで最も炭化が進んだものであり、高カロリーではあるが着火・燃焼が難しく、一般的には発電には使用されない。しかし、ベトナムは無煙炭の資源量が豊富であることから、発電用に無煙炭を用いてきた。なお、無煙炭は、資源量としては全石炭資源のうちの 10%以下であり、産地はベトナムに加えて、北朝鮮や中国・欧州・米国のごく一部と偏在している。

（1）欧米企業の技術とベトナムでの導入実績

無煙炭は産地が偏在しているうえに着火しにくいことから、発電用に使われることは非常に少なく、無煙炭発電用ボイラーのマーケットは極めて小さい。わずかに域内で無煙炭を生産するフランスやドイツなどで、欧米のエンジニアリング会社が無煙炭・半無煙炭焚ボイラーの技術を育ててきた。米・フォスター・ウィーラーやバブ・コック & ウィル・コックス、英・バブ・コック（1995年に三井造船が買収して三井バブ・コックに。2006年に韓国・斗山重工業が買収）、仏・Stein などである。

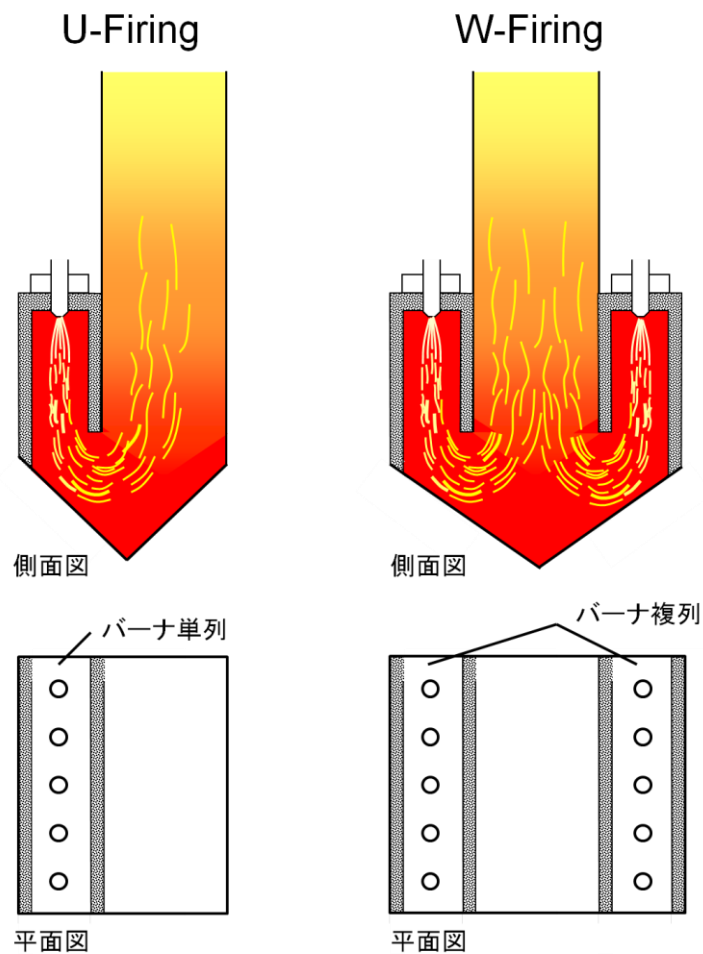


図 2 - 1

U-Firing ボイラーと W-Firing ボイラーの概念図

無煙炭を安定的に着火させるために、耐火断熱壁に覆われた下向きバーナーが用いられる。下向きに設置することから非常に特殊な構造となり、その際の炎の形状から、バーナーを単列で配置する場合は U-Firing、複列で配置する場合は W-Firing と称される（図 2 - 1）。

ベトナムでも、無煙炭を使う場合には、2000 年以降はフォスターウィーラーや三井バブコックのボイラーが採用された³⁰。フォスターウィーラーがボイラーを供給したのは、Cam Pha（2009 年運開、流動床）、Mao Khe（建設

³⁰ それ以前はロシア企業のボイラーが使われることが多かった。

中、流動床)、Nghi Son 1 (建設中、微粉炭) であり、三井バブコックがボイラーを供給したのは、Pha Lai 2 (2001 年運開) である³¹。また三井バブコックを買収した韓国・斗山重工業は Mong Duong 1&2 のボイラーを受注している。

(2) 中国企業の技術吸収

一方、中国は、1980 年代よりこれらの欧米企業からの技術導入を進めて、無煙炭・半無煙炭を用いる発電所を建設した³²。中国の三大重電メーカーの 1 つである東方電気傘下の東方ボイラーは、フォスターウィーラー社からのライセンスで W-Firing のボイラーを製造している。最近では、蒸気条件 (温度、圧力) を高めた高効率な超臨界圧の W-Firing ボイラーの導入が中国で始まりつつあり、東方ボイラーが 8 ユニット、上海ボイラーが 4 ユニット、ハルビンボイラーが 4 ユニット、バブコック・アンド・ウィルコックスの中国合弁会社が 4 ユニットの供給し、このうちの一部ではベトナムからの輸入無煙炭が使われる予定である³³。

このような技術導入を進めた結果、中国における無煙炭・半無煙炭焚の発電所の総出力は世界最大となった³⁴。ただし、このうち、無煙炭専焼をどの程度含むのかは明らかではなく、いくつかの文献に示された情報によると、無煙炭専焼のプラントもあれば、半無煙炭との混焼のプラントもあるようである。

(3) 中国企業のベトナムへの展開

国内における技術導入を踏まえて、中国企業はベトナムに対して、無煙炭・半無煙炭を用いる発電プラントの輸出を開始した。東方電気は Hai Phong 1 (2008 年運開)³⁵の EPC 契約を、上海電気は Quang Ninh 1&2 (2009~2010 年運開) と Vinh Tan 2 (建設中)³⁶の EPC 契約を受注した³⁷。バブコック・

³¹ IEA Clean Coal Centre のデータベースによる。

³² 車ほか (2004) を参照。

³³ Mao (2008) を参照。

³⁴ Tavoulareas (2008) を参照。

³⁵ 本プロジェクトでは、丸紅と東方電気が共同で EPC 契約を受注している。

³⁶ 本プロジェクトについて、上海電気傘下の上海ボイラーは、フォスターウィーラーと設計協力の契約を結んでいる。上海ボイラーは、ベトナムにおけるフォスターウィーラーの微粉炭火力技術のライセンシーである。

アンド・ウィルコックスの中国合弁会社（北京バブコック・アンド・ウィルコックス）は、既に取り上げた Uong Bi 火力発電所第 2 期拡張ユニットと Vung Ang 1 でボイラーを受注した。このうち、Quang Ninh 発電所は 2010 年に運転を開始したが、当初は事故による運転停止時間が長かった（図 2-2）。

Uong Bi 火力発電所第 2 期拡張ユニットについて、北京バブコック・アンド・ウィルコックスが 2012 年に試運転成功時に発表したプレスリリースによると、「このユニットでは、ベトナム産無煙炭を専焼する世界初のボイラーを用いており、この炭種の点火・安定的燃焼に関する技術の難題を成功裏に解決した」という。1 節(3)で述べたように、このユニットでは、ボイラー設備の燃焼に伴う問題により、工期が 1 年延期されているが、「ベトナム産無煙炭の専焼」という技術的に難しい問題に取り組んだ結果かもしれない。

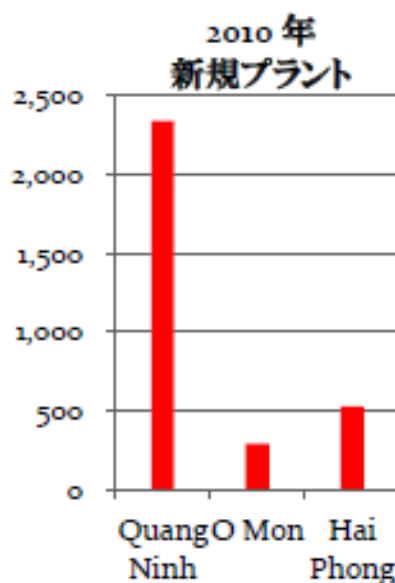


図 2-2 2010 年に運転開始した
3 つのプラントの同年における
事故による停止時間（縦軸は時間）
出典：ジェトロハノイセンター（2011）

（４）ベトナムと中国の発電用無煙炭の比較

そこで、中国の無煙炭とベトナムの無煙炭の性状を比べてみると、中国の無煙炭発電所で使われている石炭（陽泉無煙炭、晋中無煙炭等）の揮発分（燃焼しやすい部分）の割合は 9～14%であるが³⁸、ベトナムで発電に用いられ

<http://www.fwc.com/corpgov/pdf/contractannouncements.pdf>

³⁷ IEA Clean Coal Centre のデータベースや各社プレスリリース等による。

³⁸ 車ほか（2004）。

る無煙炭（等級でいうと 9b や 10³⁹）の揮発分の割合は 7～11%程度であった⁴⁰。揮発分が少ないほど着火しにくく燃焼が難しくなるが、ベトナムの国内無煙炭の方が、揮発分が若干少なく、技術的な難度が高いと思われる。

なお、一般的に無煙炭は熱量が大きい、ベトナムと中国で発電に使われるものについては、熱量が 5000～6000kcal/kJ 程度⁴¹であり、他の種類に比べて大きいとは言えない。これは、発電用には選炭後の灰分が大きい粉炭が使われるためと思われる。ベトナムで発電に使われる 9b や 10 という等級の無煙炭は灰分が 20～30%程度であるが、等級の高い無煙炭では 10%未満である⁴²。中国については、今回の調査では信頼できる資料を入手できなかったが、中国のオンライン・マーケットである「アリババドットコム」で取引されている無煙炭の成分を見ると、塊の大きい建材用や生活用の無煙炭よりも、粉炭である発電用の無煙炭の方が、灰分が大きい⁴³。

以上を要約すると、中国では無煙炭・半無煙炭の使用が拡大し、その中で培った技術力をもって、無煙炭が豊富なベトナムにプラント輸出を行っているが、ベトナムの方が無煙炭の扱いが技術的に若干難しく、その困難がプロ

³⁹ ベトナムの無煙炭の等級については、下記リンクにある Vinacomin によるプレゼンテーション資料を参照。

http://brain-c-jcoal.info/ccd2010/Session1_5_TranXuanHoa_jp.pdf

http://brain-c-jcoal.info/ccd2011/day1_keynote_b_jp.pdf

⁴⁰ いずれも、無水無灰ベース。ベトナムの数字については、下記リンクにある無水ベースの数値から灰分を除いて無水無灰ベースに変換した。

http://www.usavinainternational.com/files/SPECIFICATION_1_VN.COAL.pdf

石炭の成分の表記方法については、下記リンクを参照。

<http://www.worldcoal.org/resources/coal-statistics/coal-conversion-statistics/>

⁴¹ 到着ベースの値。

⁴² http://www.usavinainternational.com/files/SPECIFICATION_1_VN.COAL.pdf

⁴³ 建材用の無煙炭は下記リンク。アクセス時点（2013 年 3 月 24 日）の提示価格は 1 トンあたり 1180 元であり、灰分は 5.9%。掲載されている写真をみると、塊が大きく、商品名にも「大塊」（＝大きな塊）とある。

<http://detail.china.alibaba.com/offer/1153865931.html>

生活用の無煙炭は下記リンク。アクセス時点（2013 年 3 月 24 日）の提示価格は 1 トンあたり 1000～1100 元であり、灰分は 15%。掲載されている写真をみると、塊が大きい。

<http://detail.china.alibaba.com/offer/1162090244.html>

発電用の無煙炭は下記リンク。アクセス時点（2013 年 3 月 24 日）の提示価格は 1 トンあたり 530 元であり、灰分は 22.59%。掲載されている写真を見ると、奥の方に大きめの塊の石炭が置いてあるため、選炭しているものと考えられる。また商品名称にも「末煤」（＝粉炭）とある。

<http://detail.china.alibaba.com/offer/1134412166.html>

プロジェクトの遅延の原因となるケースがあると考えられる。

(5) 輸入炭による火力発電の導入

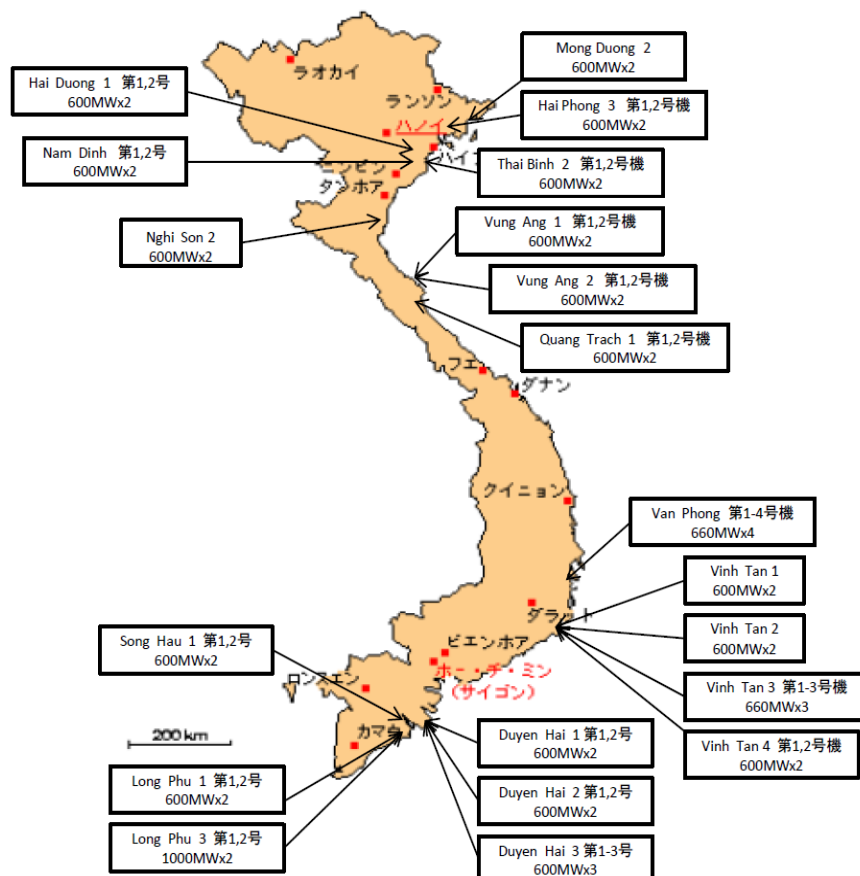


図 2 - 3 ベトナムで建設・運転開始が予定されている石炭火力発電所
出典：梅原（2012）

ただし、本章の冒頭で述べたように、今後は中部と南部における輸入炭を用いる発電所が増えてくると見込まれている。図 2 - 3 はこれから建設・運転が予定されている石炭火力発電所をベトナム地図上に記したものであり、中部と南部で多くの発電所が建てられることが分かる。石炭の産地ではないこれらの地域では輸入炭の導入が計画されており、Duyen Hai 1&2、Vinh Tan 3、Vung Ang 3、Quang Trach 1、Song Hau 1 など、インドネシアやオー

ストラリアからの輸入炭が使われる可能性があるという⁴⁴。

3. 日本企業への示唆

ベトナムの石炭火力発電は以上のような特徴を有するが、この状況下で日本企業はベトナムの市場にどのようにして参入できるだろうか。

(1) 日本企業のベトナムへの進出状況

まずは、現状を整理してみる。表 3-1 は、ジェトロハノイセンターが取りまとめた一覧表から、日本企業が関与した石炭火力発電所を抜き出したものである⁴⁵。丸紅が東方電気 (Dongfang) と共同で EPC 契約を受注していることが目立つ一方、東芝や富士電機など、蒸気タービン・発電機メーカーの受注が 3 件あることや、国際協力銀行がファイナンスした案件も 3 件あることが分かる。ただし、表 1-1 と比べると、中国企業に押されている印象は否めない。

石炭火力発電の主機はボイラー、蒸気タービン、発電機の 3 つであるが、2 節でとりあげた無煙炭焚ボイラー技術を有さないことが、日本企業の受注が蒸気タービンと発電機に留まる理由になっていると思われる⁴⁶。また、もう 1 つの理由として、蒸気タービン・発電機の供給はボイラーに比べて、リスクが小さいことが考えられる。メーカーの関係者によると、蒸気タービンは 90% 程度が、発電機はほぼ 100% がメーカーの工場で完成する。つまり、品質と工程は、メーカーのコントロール下にある。一方、ボイラーは、現地で組み立てが行われるため、工場での完成率は 50% であり、メーカーのコントロール下にない部分が大きく、品質問題や納期遅延のリスクが相対的に高

⁴⁴ 下記リンクの資料を参照。いずれも確定的ではなく、例えば Duyen Hai では国産無煙炭が使用されたとする資料もある。

<http://talkvietnam.com/2012/10/vietnam-may-defer-coal-imports-to-2015-on-power-plant-delay/>

http://www.steelguru.com/raw_material_news/Chinese_CCCC_to_build_coal_port_in_Vietnam/268632.html

⁴⁵ ジェトロハノイセンターの表では、Uong Bi 第 1 期拡張プロジェクトに日本企業の関与があったとされているが、著者が調べた範囲では、それを示す情報が他に見当たらないため、この発電所は表 2 には記載しなかった。

⁴⁶ メーカーの関係者によると、日本企業の燃焼技術を生かせば、新しい大容量無煙炭焚ボイラーの開発は可能であるが、開発に要する費用と時間に対して、予想されるマーケットが小さくてペイしないため、そのようなボイラーを開発しようとするメーカーはいないという。

表 3－1 ベトナムの石炭火力発電所における日本企業・金融機関等の関与

プラント名	設備容量 (MW)	ファイナンス (融資銀行含む)	ボイラー、タービン、ジェ ネレーター メーカー	コンサルタント (詳細設計、F/S業務含む)	EPC	土木工事、機器据付、システム設計 など
Hai Phong 1 #1	300	VIB(5.2 million USD)		IE, ESKI	丸紅, Dongfang	Van Thai Vinashin(Steel products)
Hai Phong 1 #2	300			IE, ESKI	丸紅, Dongfang	Van Thai Vinashin(Steel products)
Hai Phong 2	600	国際協力銀行, Export- Import Bank of China	富士電機	IE, ESKI	丸紅, Dongfang	Dong fang XJ Group corp.(China)
Na Duong	111	BIDV, Agribank, Vietcombank, Incombank	住友重工, Foster Wheeler	Colenco(Review and preparation of design bidding documents, bid evaluation, contract negotiation)	丸紅, Lilama	株式会社間組, 開南株式会社, Winner Engineering PTE(Singapore), LPI(Aus, Lightning protection)
Pha Lai 2	600	国際協力銀行(72,826 million JPY)	GE, 三井バブコックエナ ジー(現在:斗山重工 (韓国)に買収される)	EPDC(F/S), J-Power, Pacific Power(Aus), Ptytd(Aus), IES(Feasible research)	住友商事	LILAMA, Barclay Mowlem Construction Ltd., Fisher- Klosterman Inc., HANVICO, Indure ltd.(India), Stone & Webster Engineering, Hyundai Engineering & Construction, ABB, ESKI, Yokogawa engineering, LPI(Aus, Lightning protection)
Thai Binh 1	600	国際協力銀行(Planning)		Fitner, 東電設計		
Thai Binh 2	1200		東芝, 双日, Daelim Industrial Co., Ltd.	PECC1, Aussie WorleyParsons, PV Power Engineering	Petrovietnam Construction Joint Stock Corp.	Petrovietnam Construction JSC, Vietnam Industrial Construction Group
Vung Ang 1	1200		東芝, Foster Wheeler	POYRY, IE, PECC4(F/S)	Lilama→ABB, Song Da	Foster Wheeler(Steam surface condensers), Vietnam Industrial Construction Group, Yokogawa engineering

出典：ジェトロハノイセンター（2011）

くなる⁴⁷。

また、中国企業と比べて、日本企業は、EPC 一括受注の件数が少ない。その理由は、1 節で述べたように中国企業が価格面で有利であることに加えて、2 節（3）の①で述べた EPC の一括受注に伴うリスク（特にプラント補機の部分のリスク）を日本企業が負いきれないことも一因であると思われる。

一方、中国企業や韓国企業はこのリスクを負う傾向があることから、韓国企業が EPC を一括で受注して、その下で日本企業が機器を供給する形態が中東などで最近増えている⁴⁸。ベトナムの石炭火力でも Thai Binh 2 では、東芝と双日が韓国の大林産業（Daelim Industrial Co., Ltd.）とともに、同発電所の EPC を一括受注したペトロベトナム建設から、EPS 契約（Engineering, Procurement and Supply）を受注した。東芝と双日は蒸気タービンと発電機を供給し、大林産業は発電所全体の設計・工程管理サービス、ボイラーおよび補機などの調達を行う⁴⁹。

今後は中部と南部における輸入炭を用いる発電所が増えてくると見込ま

⁴⁷ なお、天然ガス火力発電に用いられるガスタービンも工場での完成比率がほぼ 100%であり、リスクが小さいことから、日本メーカーはベトナムでも積極的に受注している。

⁴⁸ この棲み分けが日本企業にとって本当にベストであるのか、EPC 一括受注のリスクを本当にとるべきではないのかという点については、関係者にインタビューを行った際にも、この棲み分けはベストではなくリスクをとるべきという意見と、この棲み分けが望ましくリスクをとるべきではないという意見というが相半ばした。

⁴⁹ http://www.toshiba.co.jp/about/press/2012_05/pr_j2302.htm

れており、国内無煙炭という特殊な燃料ではないことから、日本企業の役割が高まるかもしれないが、この場合でも中国企業は価格面で有利であり、実際には厳しい競争環境である。たとえば、南部に位置する Duyen Hai 1 では東方電気が、Duyen Hai 3 では成達工程と東方電気を中心とする 4 社のコンソーシアムが EPC 契約を獲得しており、これらの発電所で中国メーカーの主機が用いられるとみられる。

（２）今後の事業拡大の可能性

このように、従来からの無煙炭焚きの発電所も、今後の拡大が見込まれる輸入炭焚き発電所も、中国企業が競争優位にあり、現在の状況では、日本企業にとって、ベトナムはあまり魅力的な市場ではないのかもしれない。一方、冒頭で述べたように、今後 10～20 年の間に設備容量が急拡大する計画となっており、日本メーカーの競争力改善に向けた状況改善の努力が必要であろう。以下では、そのための 2 つのアイデアを述べて、本章を締めくくる。

① 輸入炭を用いた高効率プラントへの支援

まず考えられるのは、技術の優位性を生かすことである。通常、中国企業に対する日本企業の強みとなるのは技術力であるが、無煙炭焚きの場合は、中国企業の方が多くの経験を有しており、日本企業に技術的な優位性はないとみられる。それゆえ、技術力を生かしていく場合は、対象を輸入炭焚きのプラントに絞る必要がある。

技術面でよく注目されるのは、超超臨界圧プラント (Ultra Supercritical、USC) など熱効率の良さであるが、実は USC については、中国も国産化をしており、日本に急速にキャッチアップしている。ただし、その追い上げ速度が急過ぎるうえに、図 1-1 に示した中国独自の契約方式も相まって、技術の扱いに十分には習熟しきれず、さまざまなトラブルが起きているようである。それゆえ、日本企業の技術優位は熱効率だけではなく、故障の少なさであると言えよう⁵⁰。

高い熱効率や故障の少なさといった優位性を生かすには、蒸気タービン・発電機だけではなく、ボイラーの供給、さらには発電所全体の EPC を一括受

⁵⁰ 上野・鄭（2013）を参照。

注する必要があるが、この場合、既に述べたように受注者側のリスクが大きい。そのため、まずはベトナム側の USC 建設を円借款（ODA）で資金支援して、リスクを好まない日本メーカーも入札に参加しやすい条件を整えることはできないだろうか（もちろん、アンタイドローンの場合、その条件は日本企業だけではなく、他国企業にも適用される。具体的には脚注⁵¹を参照）。

また、長期的には、民間ベースで受注を目指していく必要がある。そのためにも、価格だけではなく、熱効率や安定性といった品質面も評価されるような入札条件を、日本の官民が一体となって相手側に働きかけることが重要である。報道によると、「ベトナムの入札法は、入札者の施工品質や施工効率に条件を付けることは認めているが、設備などの供給源を制限することは認めていない」とのことである⁵²。施工品質や施工効率だけではなく、運転開始後の安定性を何らかの形で評価できるような指標（たとえば、自国・海外のそれぞれでの実績など）を盛り込むことで、日本企業の技術的優位性が多少なりとも評価されやすくなるだろう。そのためには、日本政府による人材育成協力を通じて、技術評価能力の有するテクノクラートを養成する必要があるかもしれない。

また、4章で取り上げる二国間オフセットクレジット（BOCM）も、日本の高効率な技術を後押しする可能性がある。

② 新技術開発による協力（無煙炭と輸入炭の混焼および石炭ガス化複合発電（IGCC））

一方、ベトナム側には、今後は輸入炭に頼らざるを得ないものの、国産の無煙炭も利用し続けたいという意向がある。2013年3月13日に第1回日ベトナム石炭政策対話がハノイで開催され、「ベトナム産無煙炭と輸入炭の混

⁵¹ 具体的には、円借款の譲許性を梃子に EPC 一括のランプサム契約ではなく、実費の積み上げによる支払いに誘導することで、スポンサー（発注者）やホスト国政府が負うリスク（遅延リスク、コスト超過リスクなど）を増やし、EPC コントラクター（受注者）のリスクを軽減できないだろうか。無論、アンタイドの円借款の場合、日本企業だけではなく、中国企業を含む他国企業が受注した場合でもリスクが軽減されることになるが、ランプサム方式のリスクを好まない日本企業は応札しやすくなるだろう。そもそも設備の調達プロジェクトのスポンサー側の責任で行うものであり、ファイナンスによる誘導には限界があるが、一考の余地はないだろうか。

⁵² <http://news.nna.jp/free/news/20110620icn001A.html>

焼技術の実証に向け、協力を継続していくこと」が確認された⁵³。また、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）は、2012 年度に「国際エネルギー消費効率化等技術・システム実証事業／基礎事業／石炭高効率利用システム案件等形成調査事業」の 1 つとして、「ベトナム国における輸入炭と国内無煙炭の混焼による高効率発電プロジェクトの案件発掘調査」を行っている⁵⁴。こうした協力は、無煙炭を使い続けたいというベトナム側の意向を反映したものと思われる⁵⁵。

また、関係者の話を総合すると、日本メーカーにとっては、今から無煙炭専焼のボイラーを開発しても、開発コストに比して需要が小さくメリットがないが、既にある微粉炭火力の技術（特にバーナー技術）の改良による無煙炭と輸入炭の混焼については、これが実現すると、「小容量無煙炭専焼＋大容量輸入炭専焼」の組み合わせではなく、「大容量混焼」への一本化が可能になって、ある程度の規模の需要を見込め、またベトナム側も一本化によるスケールメリットを出しやすい、ということのようである。

もう 1 つの方法として、長期的には、次世代技術である石炭ガス化複合発電（Integrated coal Gasification Combined Cycle、IGCC）で協力する可能性が考えられる。この技術の第一人者である専門家によると、IGCC は本来は揮発分の多い石炭に向いているものの、日本企業が開発してきた噴流床ガス化炉ではガス化炉における燃焼温度が十分高いため、無煙炭にも十分、対応可能であるという。IGCC は日本でも実証段階から商用運転に移行したばかりの技術であり、ベトナムで導入可能になるのはかなり先になるが、NEDO は海外での新技術導入について、当該国初号機に対する補助スキームを有しており、長期的にはこうしたスキームを使った協力が考えられるだろう。

⁵³ 下記リンクにある経済産業省のニュースリリースを参照。

<http://www.meti.go.jp/press/2012/03/20130313003/20130313003.pdf>

⁵⁴ 委託先は、一般財団法人石炭エネルギーセンター、丸紅株式会社、株式会社 IHI。

⁵⁵ 梅原（2012）は、「今後石炭火力設備の大量の導入が予定されており、海外炭の輸入増加が懸念される中、我が国に対し、高品質な海外炭と同国で生産される無煙炭との混焼技術の協力を求めている」と述べている。

参考文献

- 上野貴弘・鄭方婷（2013）「高効率な石炭火力発電－中国企業との競争に向けた課題と対応」上野貴弘・本部和彦編『狙われる日本の環境技術－競争力強化と温暖化交渉への処方箋』エネルギーフォーラム、34-64 頁。
- 梅原徹也（2012）「日本のクリーンコール技術の海外への普及促進政策」CCTワークショップ 2012 発表資料、2012 年 6 月 7 日。
- ジェトロハノイセンター（2011）「ベトナム電力調査 2011」。
- Mao, Jianxiong (2008), “Supercritical Boiler Burning Anthracite in China,” presented at Clear Coal Workshop, August 19-21, 2008, Ha Long City, Vietnam.
- Tavoulareas, Stratos(2008), “Supercritical Technology-An Overview,” presented at Clear Coal Workshop, August 19-21, 2008, Ha Long City, Vietnam.
- 车刚, 郝卫东, 郭玉泉(2004)「W 型火焰锅炉及其应用现状」『电站系统工程』20(1), pp. 38-40.
- 王佩璋(2000)「东方-FW W 型火焰炉燃烧技术及其应用效果」『华北电力技术』2000(5), pp. 35-38.
- 孙永斌, 高海(2011)「“两炉一机”设计在 340MW 机组中的应用」『东北电力技术』2011(11), pp. 38-40.
- 冯光伦(2009)「广西电建在越南打造『市场前哨』和『桥头堡工程』」『广西电业』2009(12), pp. 25-26.
- 杨高兴(2010)「浅谈火力发电厂境外工程焊接质量管理」『大众科技』2010(7), pp. 136-137.
- 黄瞩信(2012)「建筑工程成本管理中存在的问题与解决对策」『才智』2012(23), p. 38.
- 吴峻山(2011)「国际工程项目中的设备采购」『中国市场』2011(49), pp. 56-67.
- 胡述永(2011)「海外 EPC 火电项目的设备质量控制」『北京电力高等专科学校学报：自然科学版』2011(10), p. 180.
- 张之扬、王德元（2011）「国际工程项目管理模式的再思考与优化」『项目管理技术』9(7), pp. 78-82.
- 苏彩珠（2007）「进口无烟煤煤质评价与相关因素分析」『中国煤炭』33(6), pp. 14-16.

あとがき

ベトナムでは今後も順調な経済成長が予想され、そのために政府は多様な発電設備増強を計画している。第2章で触れているように、いままでの計画の進捗状況を見る限り今後も100%の進捗はないと思われるが、それでも電力供給設備量は石炭火力を中心に急増する。

経済発展が続き、電力供給が安定化することにより、第3章で触れられているように、エアコンなどが急速に普及することになり、電力需要はさらに増加することになる。急増が予想される電力需要を賄うためにベトナム政府は原発の導入も計画しているが、それでも発電能力は不足する。そのために火力発電所の増設が必要となる。結果、化石燃料の消費増が地球温暖化問題をより深刻化することが懸念される。

そのために、ベトナムなどの新興国で最も必要とされるのは、二酸化炭素を排出しない水力、原子力発電所などの開発、二酸化炭素排出量が抑制された効率のよい火力発電設備の導入だが、これらの設備は日本企業が得意とする分野だ。さらに、エアコンなどの家電製品でも日本企業は省エネ製品を得意としている。工場での省エネ分野でも、日本企業はオイルショック以降様々な努力を行ってきた。

これらの日本企業の製品と努力を新興国で活かすことが必要であり、新興国企業との取組みを促進するために考えられた制度が第4章で説明されている「2国間オフセット・クレジット」制度だ。

第5章で中国企業を中心とした発電設備の販売における競争の問題が解説されているが、重要なことは何が新興国に寄与し、地球温暖化問題の解決に役立つかということである。日本企業の製品を導入することは新興国のみならず地球環境問題の解決にも大きく寄与することになる。

本レポート作成のために、研究会メンバーで2012年10月にベトナムを訪問し、JICAハノイ事務所、JETROハノイ事務所、ベトナム住友商事（株）、ベトナム政府投資庁、エネルギー経済研究所の方から多くの貴重な情報と示唆を戴いた。厚く御礼申し上げたい。

本レポートが、ベトナムに進出を考えている企業の方のお役に立てば、レポート執筆者としてこれほどうれしいことはない。

東南アジアにおける発電・送電事情と将来計画研究会報告書

－ 東南アジアの電力需要に関する研究 －

発行日	2013（平成 25）年 3 月
発行所	〒530-0011 大阪市北区大深町 3 番 1 号 グランフロント大阪 ナレッジキャピタル タワーC 7 階 一般財団法人 アジア太平洋研究所 Asia Pacific Institute of Research (APIR) TEL (06) 6485-7690（代表） FAX (06) 6485-7689
発行者	岩 城 吉 信

ISBN 978-4-87769-350-3

ISBN 978-4-87769-350-3