

ベトナム及びスリランカにおける 環境を配慮した電源政策に関する分析

ベトナム及びスリランカにおける環境を配慮した電源政策に関する分析

平成20年3月

独立行政法人
国際協力機構
国際協力総合研修所



平成20年3月

独立行政法人国際協力機構
国際協力総合研修所

総研

JR

07-37

ベトナム及びスリランカにおける 環境を配慮した電源政策に関わる分析

長山 浩章

平成20年3月

国際協力機構
国際協力総合研修所

本報告書は、平成19年度独立行政法人国際協力機構客員研究員に委嘱した研究成果をとりまとめたものです。本報告書に示されている様々な見解・提言等は必ずしも国際協力機構の統一的な公式見解ではありません。

なお、本報告書に記載されている内容は、国際協力機構の許可なく転載できません。

発行：国際協力機構 国際協力総合研修所 調査研究グループ

〒162-8433 東京都新宿区市谷本村町10-5

FAX：03-3269-2185

E-mail: iictae@jica.go.jp

目 次

目次	
略語	i
要約	v
Summary	vi
1. はじめに	1
2. アジアにおける電力セクターの概況	3
2-1 アジアにおけるエネルギー電力需要	3
2-2 アジア電力セクターの主な特徴	6
2-3 ベトナム	13
2-3-1 ベトナム電力セクター	13
2-3-2 エネルギー政策とエネルギー需給見通し	17
2-4 スリランカ	19
2-4-1 スリランカ電力需給概況	19
2-4-2 スリランカにおける電力セクター改革	23
3. アジアにおける環境問題の現状	25
3-1 CO ₂ 排出状況	25
3-2 2020年のアジアにおける環境（電力起源）	28
4. 環境面を考慮したフルコスト・最適電源構成モデル	32
4-1 意義	32
4-2 先行研究	32
4-3 モデル	32
4-4 計算の前提	34
5. ベトナムにおけるフルコストモデル	35
5-1 モデルの前提条件	35
5-2 解析結果	36
5-2-1 ベトナム北部の解析結果	36
5-2-2 ベトナム中南部の解析結果	43
6. スリランカにおけるフルコストモデル	53
6-1 モデルの前提条件	53
6-2 スリランカの解析結果	54
6-2-1 スリランカにおける炭素価格別電源構成	54
6-2-2 スリランカにおける炭素価格別の採択リスト	58

7. 炭素価格の政策的意味と解釈	61
7-1 人類が排出してよい炭酸ガスの量	61
7-2 炭素の社会的価値と規制方式	63
8. 政策提言	65
8-1 経済発展と電力政策	65
8-2 ベトナムにおける今後の電力政策	67
8-2-1 ベトナム北部における電力政策の方向性	69
8-2-2 ベトナム南部における電力政策の方向性	70
8-3 スリランカにおける電力政策の方向性	71
8-4 天然ガス戦略	72
8-5 石炭戦略	75
8-6 原子力戦略	76
8-7 CSS戦略	78
8-7-1 CSSの概要	78
8-7-2 CSSに関するシミュレーション	80
8-8 全結果のまとめ	99
9. JICAとしての具体的な技術協力のあり方	100
10. 今後の課題	102
参考文献	103
参考資料 動的計画法の電力系統問題への応用	105
謝辞	109
略歴	110

図表目次

図1-1	市場における電力価格の決まり方	2
図2-1	アジアにおける電力生産量	3
図2-2	エネルギー投資の必要額（GDPのシェア）	3
図2-3	2020年のアジアにおける化石燃料起源の発電容量	4
図2-4	2020年のアジアにおける再生可能エネルギー及び原子力発電容量	5
図2-5	1人当たりGDPと1人当たり設備能力	6
図2-6	平均発電コストの電力価格に占める割合	7
図2-7	全発電能力に占めるIPPの割合	8
図2-8	各国の負荷曲線	9
図2-9	アジア6カ国公益電力会社（民間含む）の利益率	12
図2-10	ベトナムにおける電力生産量推移	13
図2-11	燃料別発電所のロケーション	14
図2-12	ベトナムにおける電源計画（2003-20）	14
図2-13	500kV南北送電線（現在及び将来計画）	15
図2-14	ベトナム電力セクターの構造（現在）	15
図2-15	ベトナム電力セクターの構造（改革後）	16
図2-16	スリランカにおける電力生産量推移	20
図2-17	スリランカ全国主要発電所と送電網図	21
図2-18	スリランカの電気料金と電化率、IPPへの支払いの関係	22
図2-19	スリランカ電力セクターの概況	24
図3-1	アジアにおけるCO ₂ 排出量	25
図3-2	アジアにおける1人当たりCO ₂ 排出量推移	26
図3-3	アジアにおける1人当たりGDPと1人当たりCO ₂ 排出量	26
図3-4	アジアにおけるGDP当たりのCO ₂ 排出量	27
図3-5	アジアにおける1人当たり電力消費量と1人当たりCO ₂ 排出量	27
図3-6	アジアにおける電力生産量（KWh）当たりのCO ₂ 排出量	28
図3-7	2020年のアジアにおける環境数値予測	29
図4-1	本モデルのフロー	34
図5-1	ベトナム北部における日負荷曲線	35
図5-2	ベトナム中南部における日負荷曲線	36
図5-3	ベトナム北部における炭素価格別の電源構成（MW）比較	37
図5-4	ベトナム北部における炭素価格別の発電量構成（GWh）比較	37
図5-5	ベトナム北部における炭素価格別のCO ₂ 排出量比較	38
図5-6	ベトナム北部における炭素価格別のSO _x 排出量比較	38
図5-7	ベトナム北部における炭素価格別のNO _x 排出量比較	38
図5-8	ベトナム北部2010年比較	39
図5-9	ベトナム北部2025年比較	39
図5-10	ベトナム中南部における炭素価格別の電源構成（MW）比較	44
図5-11	ベトナム中南部における炭素価格別の発電量構成（GWh）比較	44
図5-12	ベトナム中南部における炭素価格別のCO ₂ 排出量比較	45
図5-13	ベトナム中南部における炭素価格別のSO _x 排出量比較	45
図5-14	ベトナム中南部における炭素価格別のNO _x 排出量比較	46

図5-15	ベトナム中南部2010年比較	46
図5-16	ベトナム中南部2025年比較	47
図6-1	スリランカにおける今後の日負荷曲線	53
図6-2	スリランカにおける炭素価格別の電源構成 (MW) 比較	55
図6-3	スリランカにおける炭素価格別の発電量構成 (GWh) 比較	55
図6-4	スリランカにおける炭素価格別のCO ₂ 排出量比較	56
図6-5	スリランカにおける炭素価格別のSO _x 排出量比較	56
図6-6	スリランカにおける炭素価格別のNO _x 排出量比較	56
図6-7	スリランカ2010年比較	57
図6-8	スリランカ2020年比較	57
図7-1	化石燃料起源のCO ₂ 累積量	61
図8-1	1人当たりGDPとGDP成長率	65
図8-2	1人当たりGDPと製造業のGDPに占める割合	65
図8-3	GDP per CapitaとICOR	66
図8-4	台湾の経済発展の経緯	67
図8-5	天然ガスを利用した地域開発の理想イメージ図	72
図8-6	ネットワークを利用したエネルギーの面的な相互融通	74
図8-7	ベトナムにおける石炭導入技術マップ	75
図8-8	ベトナム中南部 (2025) における 原子力をベースとしないオプションの比較 (最大需要)	77
図8-9	ベトナム中南部 (2025) における 原子力をベースとしないオプションの比較 (発電量)	77
図8-10	ベトナム中南部 (2025) における 原子力をベースとしないオプションの比較 (CO ₂)	77
図8-11	ベトナム中南部 (2025) における 原子力をベースとしないオプションの比較 (SO _x)	78
図8-12	ベトナム中南部 (2025) における 原子力をベースとしないオプションの比較 (NO _x)	78
図8-13	ベトナム北部 (2025) におけるCCSの効果 (最大需要)	80
図8-14	ベトナム北部 (2025) におけるCCSの効果 (発電量)	81
図8-15	ベトナム北部 (2025) におけるCCSの効果 (CO ₂)	81
図8-16	ベトナム北部 (2025) におけるCCSの効果 (SO _x)	82
図8-17	ベトナム北部 (2025) におけるCCSの効果 (NO _x)	82
図8-18	ベトナム中南部 (2025) におけるCCSの効果 (最大需要)	87
図8-19	ベトナム中南部 (2025) におけるCCSの効果 (発電量)	87
図8-20	ベトナム中南部 (2025) におけるCCSの効果 (CO ₂)	88
図8-21	ベトナム中南部 (2025) におけるCCSの効果 (SO _x)	88
図8-22	ベトナム中南部 (2025) におけるCCSの効果 (NO _x)	88
図8-23	スリランカ (2020) におけるCCSの効果 (最大需要)	94
図8-24	スリランカ (2020) におけるCCSの効果 (発電量)	95
図8-25	スリランカ (2020) におけるCCSの効果 (CO ₂)	95
図8-26	スリランカ (2020) におけるCCSの効果 (SO _x)	96
図8-27	スリランカ (2020) におけるCCSの効果 (NO _x)	96
図8-28	本研究ケース別・CO ₂ 価値別フルコスト競争力	99

表2-1	アジアにおけるエネルギー主要指標	4
表2-2	平均電力料金と平均発電コストとの比較	7
表2-3	全発電能力に占めるIPPの割合	8
表2-4	主要国の設備率(2002年)	11
表2-5	ベトナムにおける2005-2030年の一次エネルギー開発と消費	18
表2-6	一次エネルギー需要と国内供給予測(ベースケース)	18
表2-7	最終エネルギー消費	18
表2-8	セクター別最終エネルギー消費	19
表2-9	一次エネルギー消費	19
表2-10	スリランカにおける主なIPPプロジェクト	23
表3-1	環境係数(Environmental Coefficients)	28
表3-2	ドイツの電力生産における限界的外的費用	31
表3-3	既存技術に対するEUの電力生産に関わる外的コスト	31
表4-1	電源別環境値の前提	34
表5-1	ベトナムにおける変動費と固定費基礎データ	35
表5-2	ベトナムにおける最大電力需要想定	35
表5-3	ベトナムの燃焼データ(シミュレーション計算の前提)	36
表5-4	ベトナム北部における炭素価格別の採択リスト	40
表5-5	ベトナム中南部における炭素価格別の採択リスト	48
表6-1	CEB長期計画より	53
表6-2	スリランカの燃焼データ(シミュレーション計算の前提)	54
表6-3	スリランカにおける炭素価格別の採択リスト	58
表6-4	スリランカ Air Emission 比較	60
表7-1	国別累積炭素排出量(産業革命以降)	62
表7-2	二酸化炭素濃度と気温上昇	62
表7-3	人類の排出できるCO ₂ トン	62
表8-1	ベトナムにおける石炭活用戦略	75
表8-2	日本におけるクリーンコール技術導入の歴史	76
表8-3	ベトナム北部におけるCCSケース:炭素価格別のプラント選択リスト	83
表8-4	ベトナム中南部におけるCCS炭素価格別のプラント選択リスト	89
表8-5	スリランカにおけるCCSケース:炭素価格別のプラント選択リスト	97
表9-1	今後の電源開発政策を実効性のあるものにするための課題	101

略 語

略 語	概 要
ADB	Asian Development Bank：アジア開発銀行
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations：東南アジア諸国連合
BAU	Business as usual：通常ビジネスケース
BOO	Build-Own-Operate：民間資本等による被投資国におけるインフラ設備の建設と維持管理を行い、かつその施設の所有権もその民間の事業者が取得するという事業方式／Build Operate Own、公共事業において、民間の事業者が施設の建設と維持管理を行い、かつその施設の所有権もその民間の事業者が取得するという事業方式
BOOT	Build-Own-Operate-Transfer：ビルド・OWN・オペレート・トランスファー
BOT	Build-Own-Transfer：民間資本等によるインフラ設備の建設、及び一定期間の操業による利益回収の後の被投資国へ設備譲渡する事業形態
BT	Build and Transfer：ビルド・アンド・トランスファー
CC	Combined Cycle：天然ガスコンバインドサイクル
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine：コンバインド・サイクル・ガスタービン
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage：炭素貯留
CDM	Clean Development Mechanism：クリーン開発メカニズム
CEB	Ceylon Electricity Board：セイロン電力庁（スリランカ）
CFBC	Circulating Fluidized Bed Combustion：循環型常圧流動床ボイラ
CfD	Contract for Differences：差額契約
CIF	Cost, Insurance and Freight：品物代、海上保険及び運賃込み
CP	Capacity Payment
CPI	Consumer Price Index：消費者物価指数
DAC	Development Assistance Committee：開発援助委員会
DD、D/D	Detailed Design：詳細設計
DEA	Data Envelope Analysis
DG	Diesel Generator：ディーゼル発電機
DISCO	Distribution Company：配電会社
DSM	Demand Side Management：需要側マネジメント
DUPA	追加単位だけ設備容量を拡大するための最も経済的なユニットの年間利用可能性
E/D	Engineering Design：エンジニアリング・デザイン
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand：タイ発電公社
EIA	Environment Impact Assessment：環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return：経済的内部収益率
E/N	Exchange of Notes：交換公文
ENS	Energy Not Served：供給されないエネルギー
EP	Electrostatic Precipitator：電気集塵機
ERAV	Viet Nam Electric Regulatory Bureau：ベトナム電力規制機関
ES、E/S	Engineering Service：エンジニアリング・サービス
ESC	Environmental Social Consideration：環境社会配慮
ESCO	Energy Service Company：省エネルギーに関する包括的なサービスを行う企業
EVN	Electricity of Viet Nam：ベトナム電力公社
FGD	Flue Gas Desulfurizer：排煙脱硫装置
FIRR	Financial Internal Rate of Return：財務的内部収益率
FM	Frequency Modulation：周波数変調
FO	Furnace Oil：重油
FOB	Free On Board：本船積み込み渡し
F/S	Feasibility Study：フィージビリティ・スタディ
GDP	Gross Domestic Product：国内総生産
GEF	Global Environment Facility：地球環境ファシリティ
GMS	Greater Mekong Sub-Regions：大メコン河流域
GNP	Gross National Product：国民総生産

略 語	概 要
GT	Gas turbine：ガスタービン
GTL	Gas To Liquid：天然ガスを原料として製造された液体燃料
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH：ドイツ技術協力公社
GWh	Giga Watt-hour：10 億ワット時間
HHI	Herfindahl-Hirschman Index=sum of squared percentage market shares
HPP	Hydro Power Plant：水力発電所
HRSG	Heat Recovery System Generator：排熱回収ボイラ
HV	High Voltage：高電圧
HZ	Hertz：周波数ヘルツ
IAEA	International Atomic Energy Agency
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development：国際復興開発銀行／世界銀行
ICAP	Installed Capability：（発電）設備容量
ICOR	Incremental Capital-Output Ratio：限界資本係数
IDA	International Development Association：国際開発協会
IDB	Inter-American Development Bank：米州開発銀行
IE	Institute of Energy：エネルギー研究所（ベトナム）
IEA	International Energy Agency：国際エネルギー機関
IEE	Initial Envelopment Evaluation：初期環境影響評価
IES	Initial Envelopment Study：初期環境調査
IFC	International Finance Corporation：国際金融公社
IGA	Inter-governmental Agreement on Regional Power Trade：政府間協定
IMF	International Monetary Fund：国際通貨基金
IPCC	Inter-Governmental Panel for Climate Change
IPP	Independent Power Producer：独立系発電業者
IPO	Initial Public Offering：株式新規公開
IT	Information Technology：情報技術
ITC	Independent Transmission Company：独立送電会社（米国）
JBIC	Japan Bank for International Cooperation：国際協力銀行
JETRO	Japan External Trade Organization：日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency：独立行政法人国際協力機構
KFW	Kreditanstalt für Wiederaufbau：ドイツ復興金融公庫
kl	kilo litter：1,000リットル
kV	kilo Volt：1,000 ボルト
kW	kilowatt：キロワット
kWh	kilowatt-hour：キロワットアワー
LDC	Load Duratrion Curve：負荷持続曲線
LECO	Lanka Electricity Company：ランカ電力会社（配電会社）（スリランカ）
LF	Load Factor：負荷率
LMP	Locational Marginal Price：地点別限界価格
LNG	Liquefied Natural Gas：液化天然ガス
LOI	Letter of Intent：関心表明
LOLP	Loss of Land Probability：電力不足確率
LPG	Liquefied Petroleum Gas：液化石油ガス
LRAIC	Long Run Average Incremental Cost：長期平均増分費用
LRMC	Long Run Marginal Cost：長期限界費用
LSE	Load Serving Entity：小売供給事業者（米国）
MBMS	Multi Buyer Multi Seller：マルチバイヤー・マルチセラー
MC	Marginal Cost：限界コスト（限界費用）
MCM	Million Cubic Meter：100 万立方メートル
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry：経済産業省（日本）
MGEA	Minimum Guarantee Energy Amount：最低保証発電電力量

略 語	概 要
MHP	Mini Hydropower Plant：小水力発電所
MJ	Mega Joule：100万ジュール
MMBTU	Million British Thermal Unit：100 万英熱量単位
MO	Market Operator：市場運営者
MOI	Ministry of Industry：ベトナム工業省
MOU	Memorandum of Understanding：覚書
MP	Merchant Plant：マーチャントプラント
MW	Mega Watt：100 万ワット
NEXI	Nippon Export and Investment Insurance：独立行政法人日本貿易保険
NIS	National Interconnection System：全国相互接続システム
NGL	Natural Gas Liquid：液体天然ガス
NGO	Non-Governmental Organization：非政府組織
NPO	Non-Profit Organization：非営利組織
n-TPA	Negotiated-Third Party Access：交渉ベースの第三者アクセス
ODA	Official Development Assistance：政府開発援助
O&M	Operation and Maintenance：運営コスト
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries：石油輸出国機構
OPEX	Operating Expenditure：運営維持コスト
OPIC	Overseas Private Investment Corporation：海外民間投資公社
OTC	Over the Counter：店頭（取引）
PBR	Performance-Based Regulation：送配電線系統の運営・管理に係るパフォーマンス基準
PC	Power Company：ベトナム配電会社（PC1、PC3等）
PC	Price Cap：プライスカップ
PF	Plant Factor：プラントファクター
PGC	Power Generation Company：発電事業者（ベトナム）
PPA	Power Purchase Agreement：電力購入契約、買電契約
P/S、PS	Power Station：発電所
PSC	Production Sharing Contracts：生産分与契約
PSPP	Pumped Storage Power Plant：揚水発電
PSS/E	Power System Simulator for Engineering：系統解析シミュレーションツール名
PTR	Physical Transmission Right：物理的送電権
PV	Photovoltaics：太陽光発電
RC	Revenue Cap：レベニューキャップ
ROE	Return On Equity：株主資本利益率／自己資本利益率
ROI	Return On Investment：投資利益率／投資収益率
ROR	Rate of return on net reevaluated asset：収益率
RPTL	Rencana Penyediaan Tenaga Listrik：電力供給計画
SB	Single Buyer (System)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition：監視制御システム
SEA	Strategic Environmental Assessment：戦略的環境評価
SHM	Stakeholder Meeting：ステークホルダーミーティング
SO	System Operator：系統運用者
SOE	State-owned Enterprises：国有企業
SPP	Small Power Producer：小規模発電所
SRMC	Short Run Marginal Cost：短期限界費用
S/S	Substation：変電所
ST	Steam Turbine：蒸気タービン
STEM	Short Term Energy Market：短期市場
TA	Technical Assistance：技術協力
T/L	Transmission Line：送電線
TOR	Terms of Reference：作業指示書

略 語	概 要
TSO	Transmission System Operator：系統運用者
US\$	American Dollars：米国の貨幣単位
USAID	United States Agency for International Development：米国国際開発庁
USEXIM	Export-Import Bank of the United States：米国輸出入銀行
USTDA	Trade and Development Agency：米国貿易開発庁
WASP	Wien Automatic System Planning Programme：電源開発計画シミュレーションツール名
WASP-IV	Wien Automatic System Planning - version IV
WDI	World Development Indicators：世界銀行の発行するマクロ統計

要 約

21世紀は、地球全体での化石燃料燃焼による地球温暖効果ガス発生をいかに抑えるかが人類共通の課題となる。このままでは、人類はあと60年程度しか現在の環境の安定を保ったまま生活することができない。このためには、まず世界全体で炭素の排出に法的拘束力を持たせること、さらに開発途上国においても、これから産業部門、運輸・業務部門、生活・家庭部門それぞれが低エネルギー化した本当の低エネルギー社会を作り上げていくことが必要となる。

こうした中で、電力セクターはCO₂の主要発生源の一つとなっており、アジアにおいては、その経済成長に合わせた電力需要が発生し、このため大量の石炭火力発電所が建設されることになる。炭素貯留（Carbon Dioxide Capture and Storage: CCS）の商業利用も先であり、この解決のためには炭素の価値を考慮に入れた援助活動が必要となる。解決のための典型例が本研究における炭素の価値を考慮に入れた電源構成の構築である。基本的考え方は炭素税の考え方と同じで、CO₂、SO_x、NO_xの環境コストをとった外部不経済の内部化を行った場合、電源構成がどのように変化するかをシミュレーションしている。

本研究では、ベトナム及びスリランカにおいて、電力エネルギー政策について環境外部性を考慮した最適な電源構成について研究し、政策提案の形にまとめ上げることによって、今後、独立行政法人国際協力機構（Japan International Cooperation Agency: JICA）の両国へのエネルギー政策協力についての基礎を与えようとするものである。また、本研究においては、これまで開発調査等で行われてきた経済コスト最小を目指した電源構成最適化モデルを抜け出し、環境外部性を考慮した電源構成最適化を評価するためのデータベース作成及び分析モデル構築を行った。

本モデルの意義は、これまでのJICAの最適電源計画では、考慮されてこなかった環境外部性を数値化し、さらに環境配慮型の電源計画を計算し、その方法論を確立することで、これまで、ベトナム及びスリランカで作られてきた電源計画をもう一度、レビューすることができたことにある。

本研究の結果、エネルギー安全保障と環境の両面から、これまでのガス、石油燃料の発電に代り、水力発電、原子力発電の拡大が必要であるとの結果が得られた。

主な計算結果のまとめ

- ・ CO₂の価値が上がるほど石炭→ガス→水力（拡張）→水力（新設）の方向で、競争力の中心が移行してくる。
- ・ CCSは、CO₂の価値が上がるほど化石燃料起源の電源（石炭、ガス、特に石炭）に競争力を持たせることになる。これは水力発電開発へのネガティブインパクトを与えることになる。これによりCO₂は逆に増えるケースも見られる。〔例：スリランカCCSのケース〕
- ・ 原子力はCO₂価値が上がるほどそのコスト競争力を持つことになる。

ベトナムにおいても、スリランカにおいても基礎電源として天然ガスを導入しない場合、この技術イノベーションから取り残されていくことになる。

今後の電源構成の構築にあたっては、電源多様化の観点から、供給安定性、経済性、各電源の運転特性だけでなく、環境特性等を踏まえた最適な構成（ベストミックス）としていくことが必要である。

Summary

Abstract

In the 21st century, the common issue for all humanity will be reduction of the generation of greenhouse gases caused by fossil fuel combustion. If nothing is done, the present environmentally stable conditions will only last about 60 more years. The first thing that must be done to address this problem is to have the force of law apply to the emission of carbon across the world. In developing countries, it is also necessary to develop a low-energy/low-carbon society in industry, transportation, service, and in everyday life.

The electric power sector has been one of the main sources of CO₂ production. Especially in Asia, electric power demand is increasing with economic development, leading to the construction of massive coal thermal power plants. The commercial use of CCS is in the foreseeable future, and in dealing with the issue, it is necessary to build the framing of energy policies which consider the value of carbon. One of the possible solutions is the restructuring of the generation planning process in consideration of carbon values. The basic idea is similar with that of a carbon tax: observing how the optimal generation mix changes when CO₂, SO_x, and NO_x are internalized and these are incorporated as cost items, interpreted as an external environmental diseconomy.

In this study, the actual situation of Viet Nam and Sri Lanka were observed as examples to determine the most appropriate generation mix with consideration of environmental externalities in electric power policies. This study dismissed the traditional optimization model of the generation mix which aims to realize minimum economic costs. Instead, a database was created to evaluate the optimization of the generation mix with consideration of environmental externalities.

The point of this model is to quantify environmental externalities which had not been considered in the past in generation master plans and to establish the methodology of an environment-concerned generation mix in Viet Nam and Sri Lanka.

Result of Simulation

- In normal cases, the comparing the competitiveness in generation runs from coal to gas, to hydraulic power (extended), and to hydraulic power (newly built), as the CO₂ value rises. However, the CO₂ price, which is a break-even point in electric source alternatives, varies from region to region.
- CCS makes fossil carbon-origin electric sources (coal, gas; especially coal) more competitive as the CO₂ value rises. This has a negative impact on hydropower development. Thus, CO₂ production has actually increased in some cases (e.g. CCS case in Sri Lanka).
- Nuclear generation becomes more competitive as the CO₂ value rises.
- Hydropower and nuclear power generation must expand and should take over the traditional fossil carbon-oriented generation using gas, coal, and oil in carbon-restricted societies.

Expansion of CCS and hydropower generation was the common requirement in each of the three regions surveyed. A closer look is seen in what follows.

In Central and Southern Viet Nam, the key points are 1) whether electric power generation using natural gas can be expanded, including the introduction of LNG and 2) how much of the plan to expand electric power generation using imported coal can be substituted with expanding nuclear power generation.

In Northern Viet Nam, the issues are 1) whether the introduction of electric power generation using natural gas and LNG can be newly considered as an option, and 2) whether the introduction of nuclear power generation can be newly considered.

In Sri Lanka the concerns start with 1) to what extent electric power generation using imported coal can be substituted with expanding nuclear power generation.

1 . はじめに

21世紀は、地球全体での化石燃料燃焼による地球温暖効果ガス発生をいかに抑えるかが人類共通の課題となる。そのためにはまず、世界全体で炭素の排出に法的拘束力を持たせること、さらに開発途上国においても、これから産業部門、運輸・業務部門、生活・家庭部門それぞれが低エネルギー化した本当の低エネルギー社会を作り上げていくことが必要となる。

こうした中で、電力セクターはCO₂の主要発生源の一つとなっており、独立行政法人国際協力機構（Japan International Cooperation Agency: JICA）も炭素の社会的価値を考慮した上で今後の援助政策を立案することが必要となろう。アジアにおいては、その経済成長に合わせた電力需要が発生し、このため大量の石炭火力発電所が建設されることになる。CCSの商業利用も先であり、この解決のためには炭素の価値を考慮に入れた援助活動が必要となる。解決のための典型例が本研究における炭素の価値を考慮に入れた電源構成の構築である。基本的考え方は炭素税の考え方と同じで、CO₂、SO_x、NO_xの環境コストを外部不経済として内部化を行った場合、電源構成がどのように変化するかをシミュレーションしている。

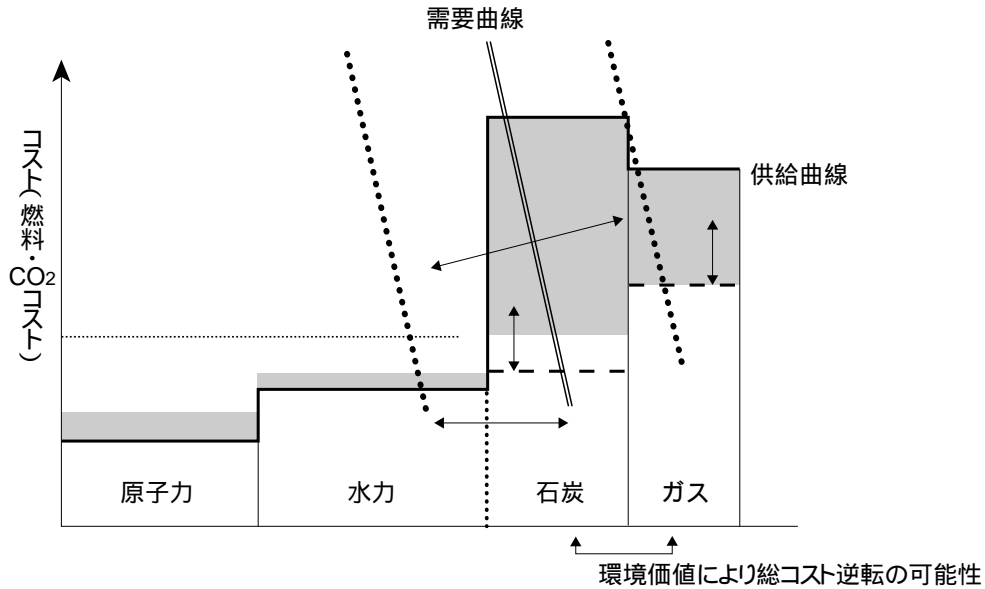
本研究の目的は、ベトナム及びスリランカにおいて、CO₂及び他の環境負荷のあるガスの排出を経済性条件に加えて評価することにより、これまでの電源計画への影響を研究し、政策提案の形にまとめ上げることによって、地球温暖化の観点から今後、JICAの両国へのエネルギー政策協力についての基礎を与えようとするものである。

本モデルの意義は、これまでのJICAの最適電源計画では、考慮されてこなかった環境外部性を数値化し、さらに環境配慮型の電源計画を計算し、その方法論を確立することで、これまでベトナム及びスリランカで作られてきた電源計画をもう一度、レビューすることができたことにある。

この結果、エネルギー安全保障と環境の両面から、これまでのガス、石油燃料の発電に代わって、環境装置をつけたクリーンコール、風力、太陽光などの再生可能エネルギー、水力発電、原子力発電が炭素の価値を考慮に入れた新しい電源構成の考え方では優位となり、より持続可能な電源政策を提言できよう。

例えば、図1 - 1にあるように、欧州では現時点においても、市場メカニズムが機能し、短期で電力価格はその時々電力需給を反映して決まる。既に排出権価格が入札の要素の一つとなっている。炭素制約のかけられた世界においては、環境価値を考慮した電源構成を考える必要があるのである。

図1 - 1 市場における電力価格の決まり方



注：網かけ部分はCO₂コスト
出所：筆者作成。

本研究においてはベトナムとスリランカを研究対象としている。

ベトナムにおいては、現在、工業省管轄下にあるベトナム電力公社（Electricity of Viet Nam: EVN）が全国の発送電事業を行っている。傘下の地域配電会社7社への電力卸売りとともに、企業グループの総公社（General Company）として電力部門の各機関を統括している。他方で、ベトナムでは、電力セクター構造改革へようやく着手し始めたという状況にあり、アジア開発銀行（Asian Development Bank: ADB）により2002年10月から2003年10月にかけて実施された技術協力（Technical Assistance: TA）により同国の電力セクター構造改革のロードマップが作成された。改革へは4段階により、段階的にシングルバイヤー市場モデルからスタートし、徐々に卸売市場競争、小売競争市場へと移行する段階的改革された。こうした状況を受け、JICAも第6次電力マスタープラン策定のための技術協力を行ってきた。さらに2007年から2008年にかけて同国初の国家エネルギー政策を策定するための国家エネルギーマスタープランの技術協力が行われた（2008年3月現在）。

他方、現在のスリランカでは、ベースロードとしての大規模火力発電所がないため、電力の安定供給に支障をきたしている。経済的包蔵水力地点も枯渇を始めており、経済開発の進展に伴う電力需要増に対応するため、これまでの水力主導の電力供給から火力主導の電力供給へと電力供給の構造転換に迫られている。2002年10月に電力セクター改革を定めた「電力セクター改革法（Electricity Reform Act, No. 28 of 2002）」と「公益事業規制委員会法（Public Utilities Commission of Sri Lanka Act, No. 35 of 2002）」が成立してから開始された。しかしながら、2003年7月末に電力事業委員会（Public Utility Commission: PUC）が発足予定であったが、セイロン電力庁（Ceylon Electricity Board: CEB）の労働組合との同意が得られず遅れている。電力セクターはセイロン電力庁/ランカ電力会社（CEB/LECO（Lanka Electricity Company））を機能別に発電・送電・配電会社に分割し、シングルバイヤーモデルに基づくセクター構造を再構築する。

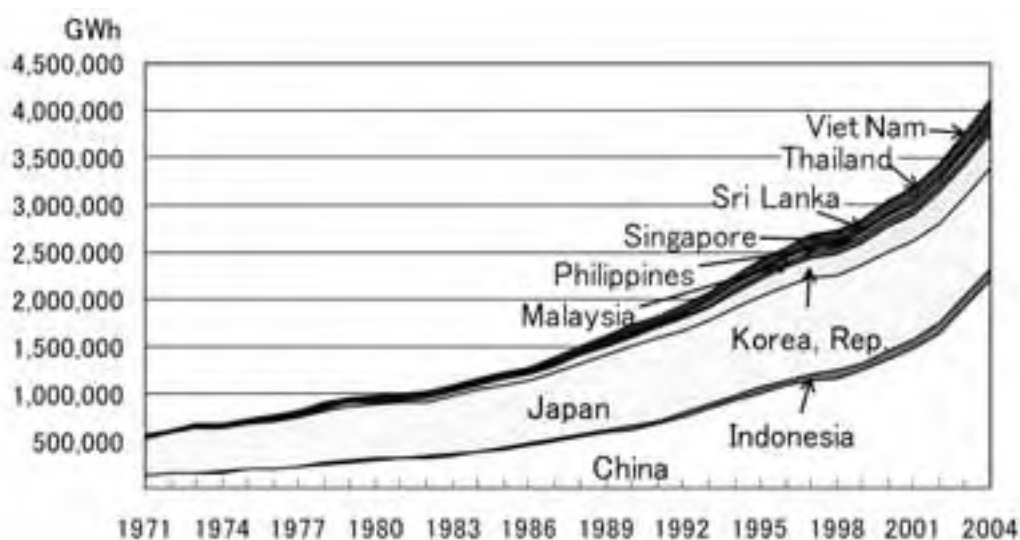
本研究は、こうした両国の電力セクターの現況を踏まえ、エネルギー安全保障と環境社会面への配慮等を考慮した電力政策を提案するものである。

2 . アジアにおける電力セクターの概況

2 - 1 アジアにおけるエネルギー電力需要

アジアにおける電力生産量は、1999年のアジア経済危機の時期を除き、各国の経済成長を反映し、順調に増加している。中でも中国の伸びが近年急速である。

図 2 - 1 アジアにおける電力生産量



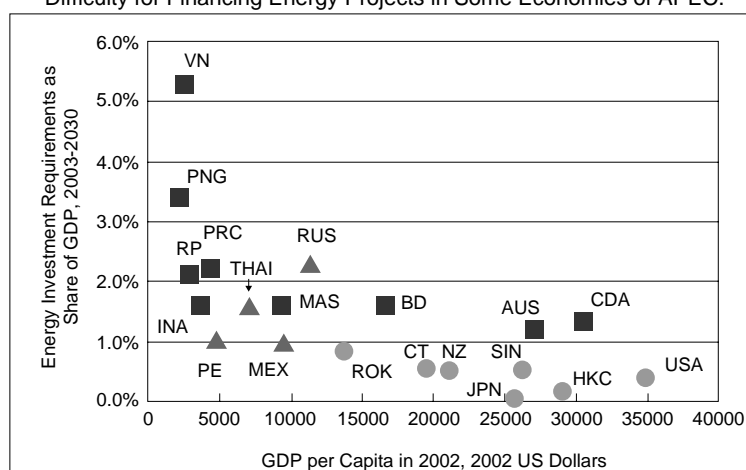
出所 : World Development Indicators

図 2 - 2 にあるように、エネルギー投資の必要額 (GDPのシェア) ではアジアの中ではベトナム (VN) が突出しており、今後多くのエネルギー投資が必要となろう。

図 2 - 2 エネルギー投資の必要額 (GDPのシェア)

Energy Investment Requirements as Share of GDP
(2003-2030)

Difficulty for Financing Energy Projects in Some Economies of APEC.



出所 : APERC (2006)

表 2 - 1 にあるようにBAU (Business as usual) ケースに基づく場合、総一次エネルギー需要 (Total primary energy demand) は2020年までに1.13 ~ 2.2倍もの程度に増大するとされる。この需要増の中では、単位GAP当たりのエネルギー強度が減少する中でも総エネルギー需要の増大に歯止めをかけることはないと予想される。

表 2 - 1 アジアにおけるエネルギー主要指標

		Philippines	Japan	China	Korea, Rep.	Viet Nam	Thailand	Indonesia
Energy Intensity (toe per US\$ million GDP)	2002	187.0	154.0	204.0	301.0	211.0	166.0	213.0
	2020	164.0	129.0	131.0	218.0	142.0	166.0	160.0
Energy Intensity (kgoe per capita)	2002	549.0	3,961.0	871.0	4,179.0	526.0	1,179.0	794.0
	2020	784.0	4,561.0	1,670.0	5,990.0	937.0	2,693.0	1,124.0
CO ₂ emissions from Electricity generation (million tonnes)	2002	29.1	380.0	1,479.0	152	14.7	60.1	62.2
	2020	87.4	415.0	4,290.0	228	46.0	294.0	159.4
CO ₂ emissions per capita (tonnes per capita)	2002	0.9	9.3	2.4	10.1	0.7	3.1	1.4
	2020	1.7	10.4	5.2	14.1	1.8	7.4	2.2
Total Primary Energy Demand (Mtoe)	2002	43.9	504.4	1,118.6	199.7	42.4	74.0	168.0
	2020	82.8	569.1	2348.1	303.5	92.8	187.0	289.5

出所：APERC

その中でも図 2 - 3 にあるように、石炭発電はその規模自体が特に大きく拡大し、中国がアジアの発電容量のほとんどを占めることになる。

ガスもその規模自体が大きく拡大し、2002年における発電は日本が多いが、2020年はタイ、中国、インドネシアも発電容量を増やすことになる。

石油発電は日本が引き続き大半を占めるが、石油発電全体としてその発電容量規模は下がることになる。

図 2 - 3 2020年のアジアにおける化石燃料起源の発電容量

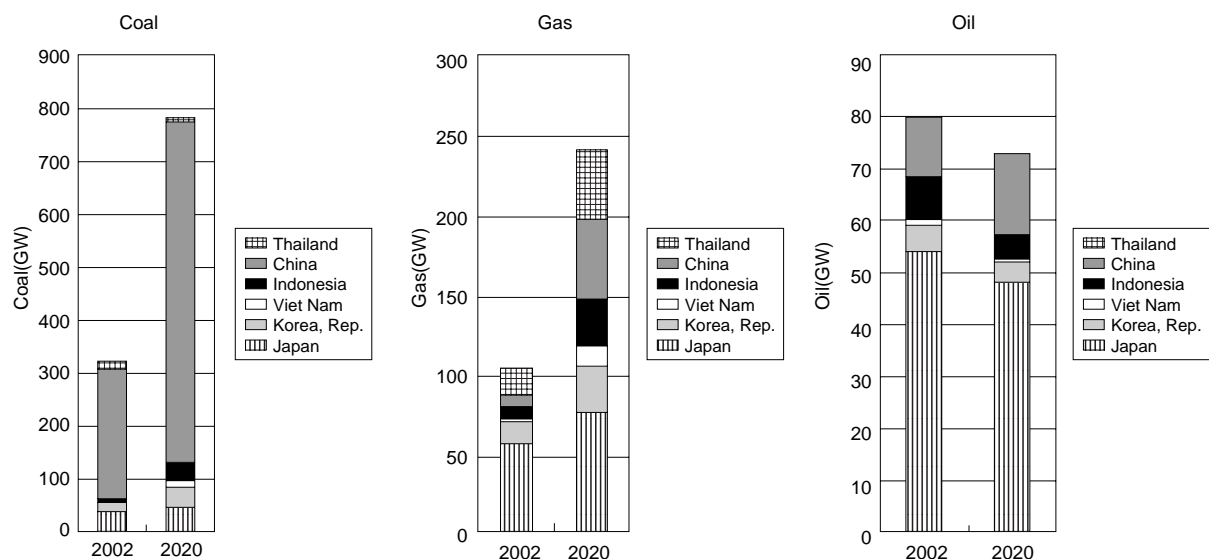
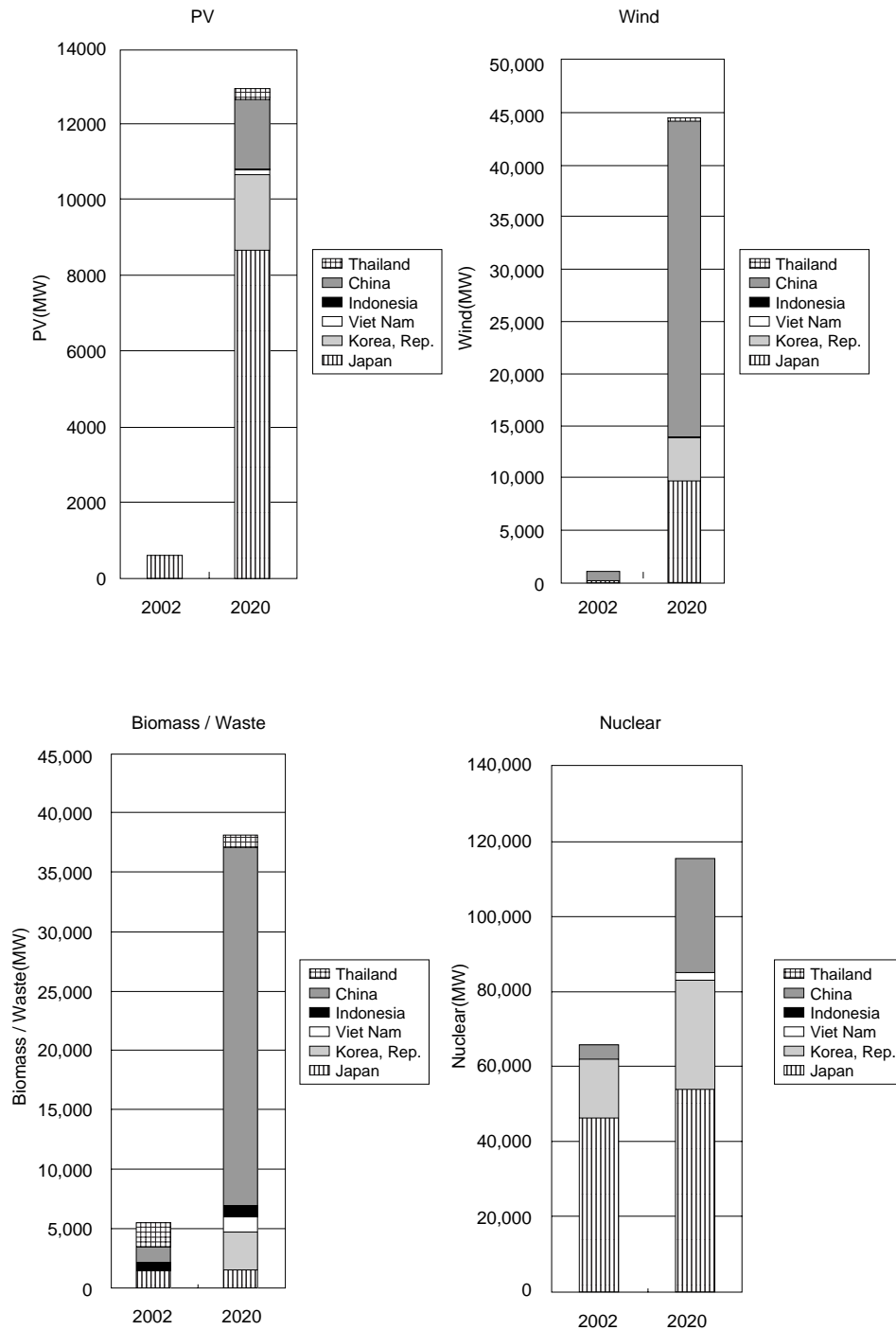


図2 - 4にあるように、再生可能エネルギーでは2020年において、太陽光発電は(Photovoltaics: PV)日本、風力、バイオマスは中国が大きな発電容量となる。

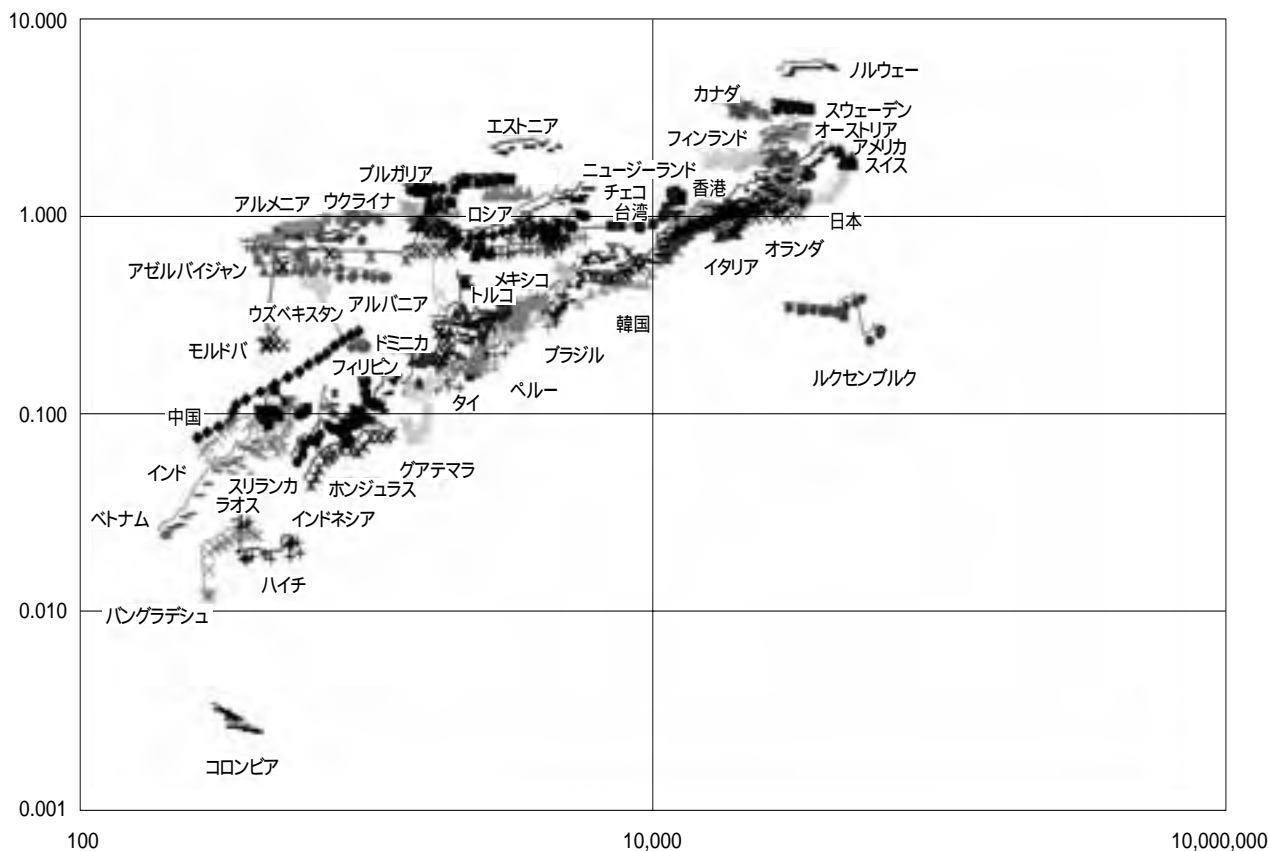
図2 - 4 2020年のアジアにおける再生可能エネルギー及び原子力発電容量



注：バイオマスは筆者推定。
出所：APEREC及び各国政府資料より筆者推定。

図2 - 5は横軸に1人当たりGDP、縦軸に1人当たり設備能力をとった相関図である。1人当たりの経済水準が上がるにつれ、1人当たり設備能力の増加が見られる。開発途上国ほど、今後の持続的な経済発展のためには、電力設備への投資が必要になる。

図2 - 5 1人当たりGDPと1人当たり設備能力



注：1985年から2002年のデータ。

出所：1人当たりGDPは1995年固定値US\$：World Development Indicators

1人当たり設備能力はEnergy Information Administration, International Energy Annual 2004, June 1

2 - 2 アジア電力セクターの主な特徴

アジア電力セクターの現状を、以下の観点から比較した。

(1) 運転コストが小売価格の多くを占める国

電力小売料金と運転コストの比率を表2 - 2、及び図2 - 6に示す。インドネシアではジャワ - バリ系統以外では料金レベルが運転料金コストよりも低くなっている。

表 2 - 2 平均電力料金と平均発電コストとの比較

(単位：kWh当たり)

	平均電力料金 (現地通貨)	平均電力料金 US\$ cent (A)	平均発電コスト US cent (B)	差 (A) - (B)
インドネシア (Jawa-Bali) (2002)	335.00 Rp	4.10	1.29	2.81
インドネシア (Jawa-Bali以外) (2002)	329.00 Rp	4.04	4.71	-0.67
フィリピン (2001)	4.71 peso	9.31	5.56	3.75
タイ (2000)	2.37 Baht	6.03	2.89	3.14
スリランカ (2002)	7.53 Rp	7.79	7.39	0.40
ベトナム (2003)	840.00 VND	5.60	n.a.	n.a.
華東地域 (中国) (2003)	45.9 RMB	5.54	2.41	3.13
東北地域 (中国) (2003)	41.2 RMB	4.98	2.30	2.68

注 1：ベトナムの平均販売価格 (Average Sales Tariff) は2002年10月改定後の数値 (VAT込み)。当時の為替レートは約VN15,000/米ドル。

平均発電運営維持費 (Average generation O&M cost) は、EVNが公表していないために入手不可能。計算式は長期限界費用 (Long Run Marginal Cost) と呼ばれ、投資コスト (investment costs) 融資に係る支払済み利率 (interest rate paid for the loans) 人件費 (salary) 等の数値を含む。非公表であるが、EVNは、上記の平均販売価格 Average Sales Tariff (5.6米セント/kWh) から長期限界費用 (Long Run Marginal Cost) を差し引いても利潤が得られるとしている。

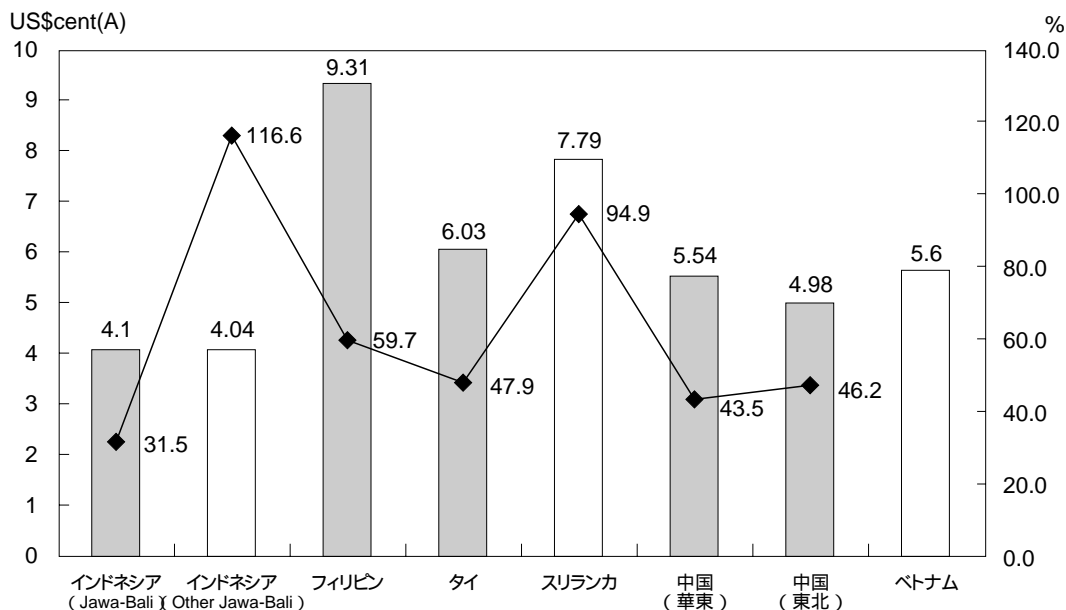
注 2：スリランカの平均発電コストはIPPのCEBへの平均卸価格

注 3：フィリピンの平均発電コストはNPCの平均卸売り電力価格

注 4：タイの平均電力料金はMEAの販売平均単価、発電コストはCapacity Costが0.52米セント/kWh、Energy Costsが236米セント/kWh

出所：PLN、CEB、EVN、NPC、Meralco、EGAT、MEA、State Power Information Network (China)

図 2 - 6 平均発電コストの電力価格に占める割合



出所：LN、CEB、EVN、NPC、Meralco、EGAT、State power Information Network (China)

(2) IPPが発電分野に占めるシェア

IPPが発電分野においてある程度のシェアを占めている。表 2 - 3、図 2 - 7 から分かるようにフィリピン、タイはIPPの割合が高い。

表 2 - 3 全発電能力に占めるIPPの割合

	Total (MW)	IPP (MW)	IPPの割合 (%)
インドネシア (2002年)	34,908.0	3,007.0	8.6
フィリピン (2001年)	12,209.0	5,266.0	43.1
タイ (2003年)	23,754.8	6,346.0	26.7
ベトナム (2002年)	8,860.0	612.0	6.9

注 1 : スリランカはIPPのみで、SPP、Hired含まず

IPP : Private Power Plants with long term (10-20 year) PPAs

SPP : Private Power Plants using renewable energy, with 20 year Small PPAs

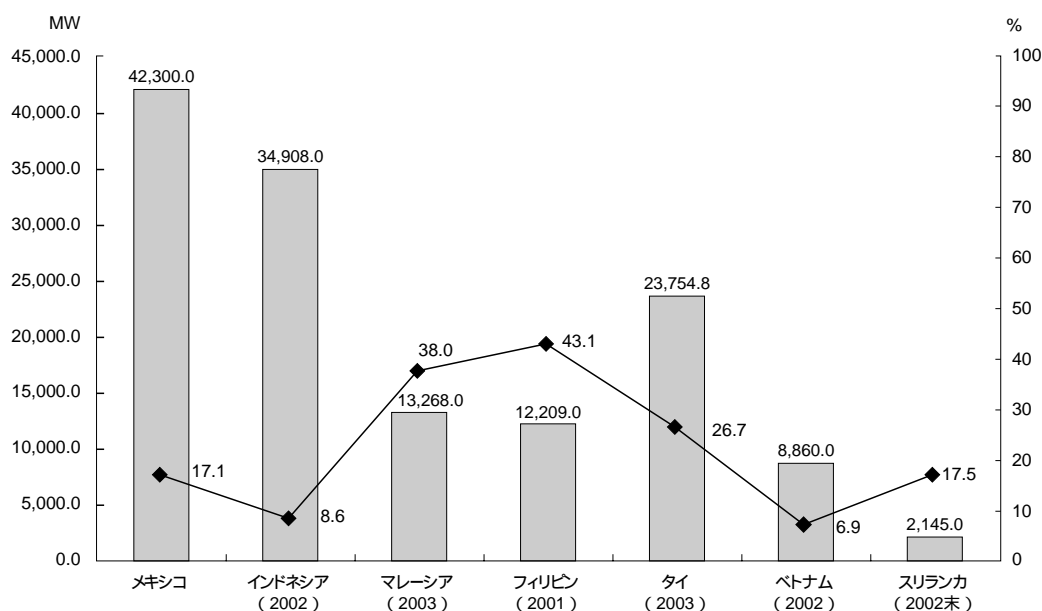
Hired : Private Power Plants used for emergency, typically with short-term PPAs (about 6 months)

注 2 : タイのIPPにはSPP (<90MW) を含まず、EGCOなどEGATの子会社は含む

注 3 : インドネシアは自家発電 (Captive) を含んでおり、インドネシアは2002年実績で PLN 21,112MW、IPP 3,007MW、Captive 10,789MW

出所 : PLN、CEB、EVN、NPC、EGAT

図 2 - 7 全発電能力に占めるIPPの割合



注 1 : スリランカはIPPのみで、SPP、Hired含まず

IPP : Private Power Plants with long term (10-20 year) PPAs

SPP : Private Power Plants using renewable energy, with 20 year Small PPAs

Hired : Private Power Plants used for emergency, typically with short-term PPAs (about 6 months)

注 2 : タイのIPPにはSPP (<90MW) を含まず、EGCOなどEGATの子会社は含む

注 3 : インドネシアは自家発電 (Captive) を含んでおり、インドネシアは2002年実績で、PLN 21,112MW、IPP 3,007MW、Captive 10,789MW

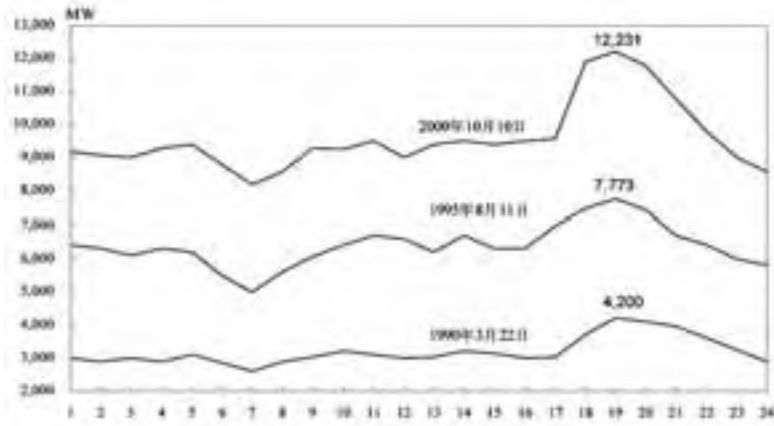
出所 : PLN、CEB、EVN、NPC、EGAT

(3) 日負荷曲線が産業用電力需要の伸びを背景に昼ピークが増加している国・地域

図 2 - 8 はアジア主要開発途上国における日負荷曲線を図示したものである。タイ、フィリピン、インドネシア (ジャワ・バリ)、ベトナム (特に南部) は産業構造・高度化、生活環境の変化により日中の産業用需要及び夜間の電灯需要の高い昼と夜にピークがある市場で、これらの市場は比較的成熟している。半面、スリランカ、インドネシア (ジャワ・バリ以外) は夜間電力の利用の多い典型的な電灯需要型の形状であると想定され、最大最低負荷の格差が 2 倍程度ある。

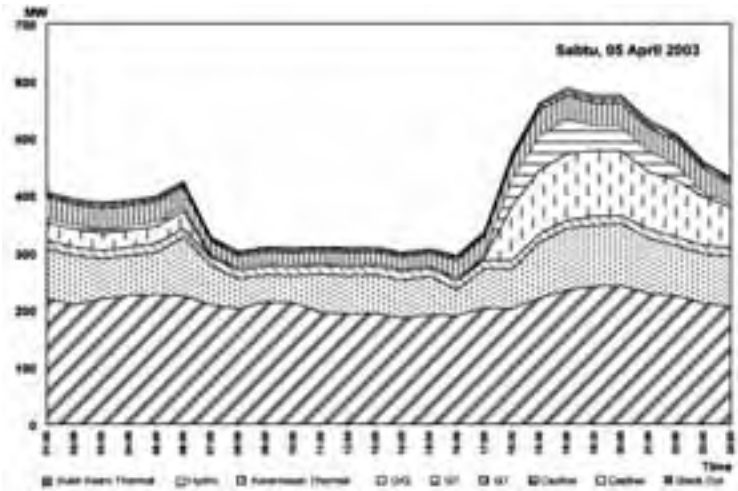
図 2 - 8 (1) 各国の負荷曲線

ジャワ - バリ地域の日負荷曲線
(1990 ~ 2000年の最大負荷発生日)



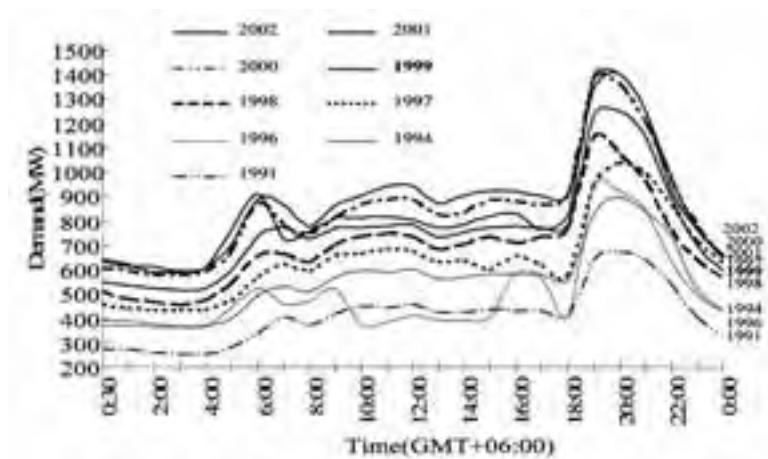
出所 : PLN

南スマトラ系統の日負荷曲線(2003年)



出所 : PLN

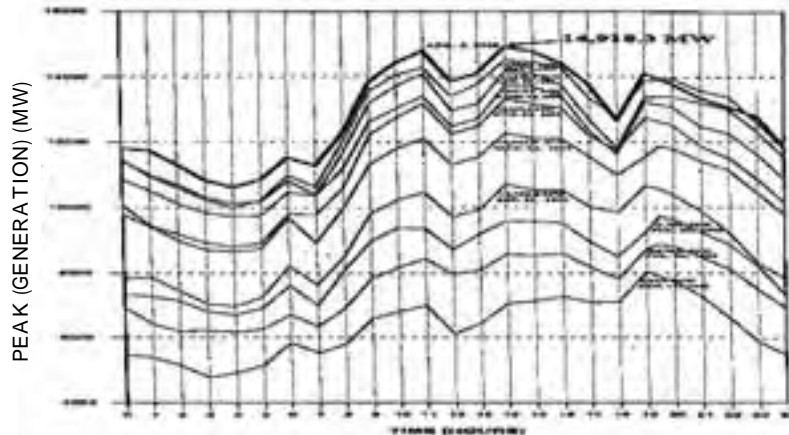
スリランカにおける日負荷曲線



出所 : CEB

図 2 - 8 (2) 各国の負荷曲線

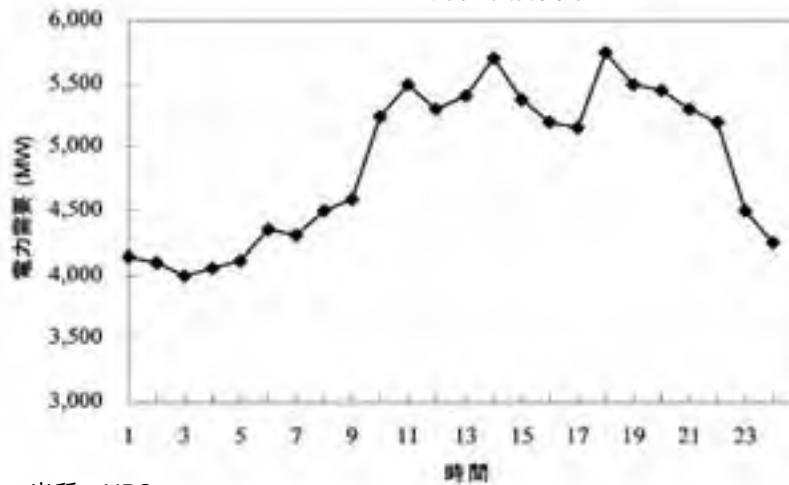
タイにおける日負荷曲線



注 : EGAT's gross peak generation on peak day for Fiscal Year 1989-2000

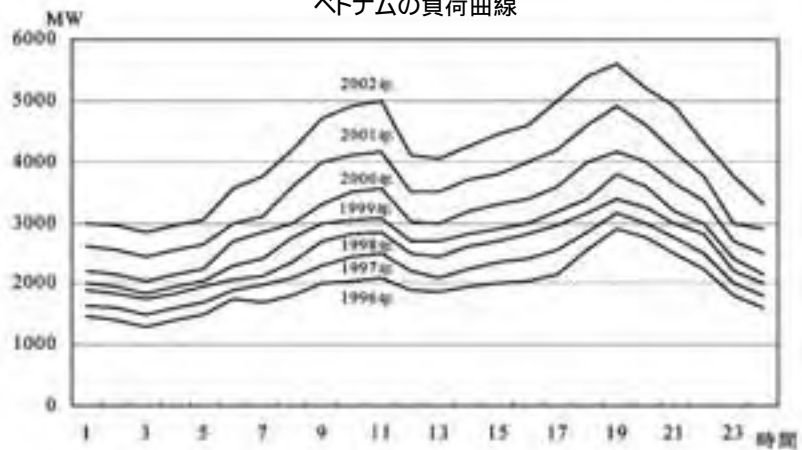
出所 : <http://www.eppo.go.th/power/pwc-tariff-E.html>

フィリピンの平日の負荷曲線



出所 : NPC

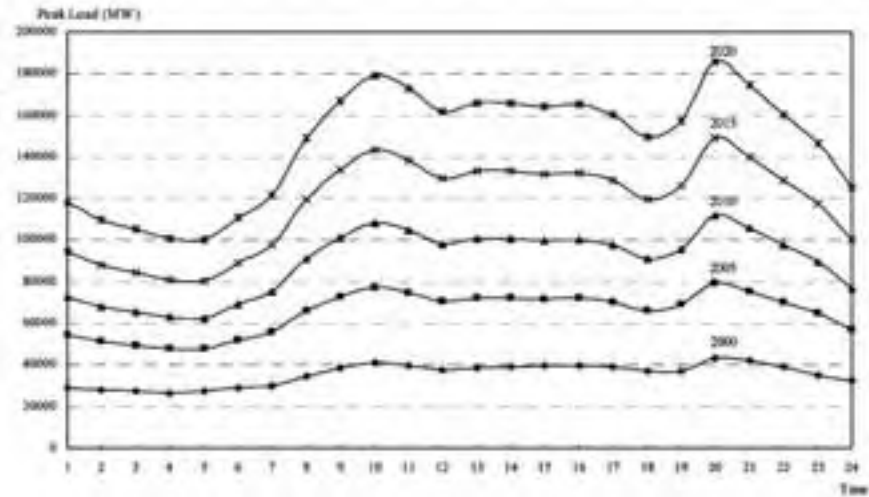
ベトナムの負荷曲線



出所 : EVN

図 2 - 8 (3) 各国の負荷曲線

中国華東電力網夏期の日負荷曲線



出所：State Power Information Network (China)

(4) 需給状況

表 2 - 4 では設備容量をベースに設備率（一種の予備率）を出したが、シンガポールでは設備予備率が高く、電力需給に余裕があるため価格高騰は起こりにくいといえるが、インドネシア（ジャワ - バリ）、フィリピン、スリランカ、ベトナム等では需給がタイトであり、短期的、局所的に価格高騰のリスクがある。現にフィリピンやインドネシアでは送電制約から、地域により既に供給不安が顕在化している。アジア開発途上国の場合、さらにこの表の数字から割り引いて考える必要がある。それは発電設備でも設備定格出力まで出力が出せないケースが多いからである。その理由は、例えば以下のようなものである。 設備故障で発電できない、 定期点検等の作業に伴い発電ができない、 設備の劣化により100%出力が出せない、 季節変動により発電能力が変動

表 2 - 4 主要国の設備率（2002年）

		フィリピン	タイ	ベトナム	インドネシア	スリランカ	中国	シンガポール	アルゼンチン	チリ	パナマ
2002年	設備容量/MW	12,910	23,755	8,860	22,912	1,758	356,570	8,848	22,838	6,737.2	1,423.1
	最大需要電力/MW	8,248	16,711	6,430	17,911	1,422	-	5,052	13,841	4,870	857.4
	設備率 ^注	57%	42%	38%	28%	24%	-	75%	65%	38%	66%
2010年 予測	設備容量/MW	17,379	37,945	18,521	45,853	2,894	-	-	-	-	-
	最大需要電力/MW	15,562	30,587	16,910	36,493	2,535	-	-	-	-	-
	設備率	12%	24%	10%	26%	14%	-	-	-	-	-

注：設備率 = (設備容量 - 最大需要電力) ÷ 最大需要電力 × 100

出所：フィリピン：DOE Philippine Power Development Plan 2004-2013

タイ：EGAT資料より、Power Development Plan 2001 (PDP2001)

ベトナム：第5次マスタープラン、Electricity Expo Vietnam 2004 EVN資料

インドネシア：RUKN 2003-2010ドラフト

アルゼンチン：CAMMESA, Informe Annual 2002

チリ：SICのデータ、CDEC-SIC, Operation Statistics 1993-2002

パナマ：エネルギー政策委員会 (COPE) ホームページ統計 <http://www.mef.gob.pa/Cope/index.htm>

ETESA, Plan de Expansion del Sistema de Transmision: Informe Ejecutivo, febrero 2000.

シンガポール：Energy Market Authority, Annual Report 2002/03

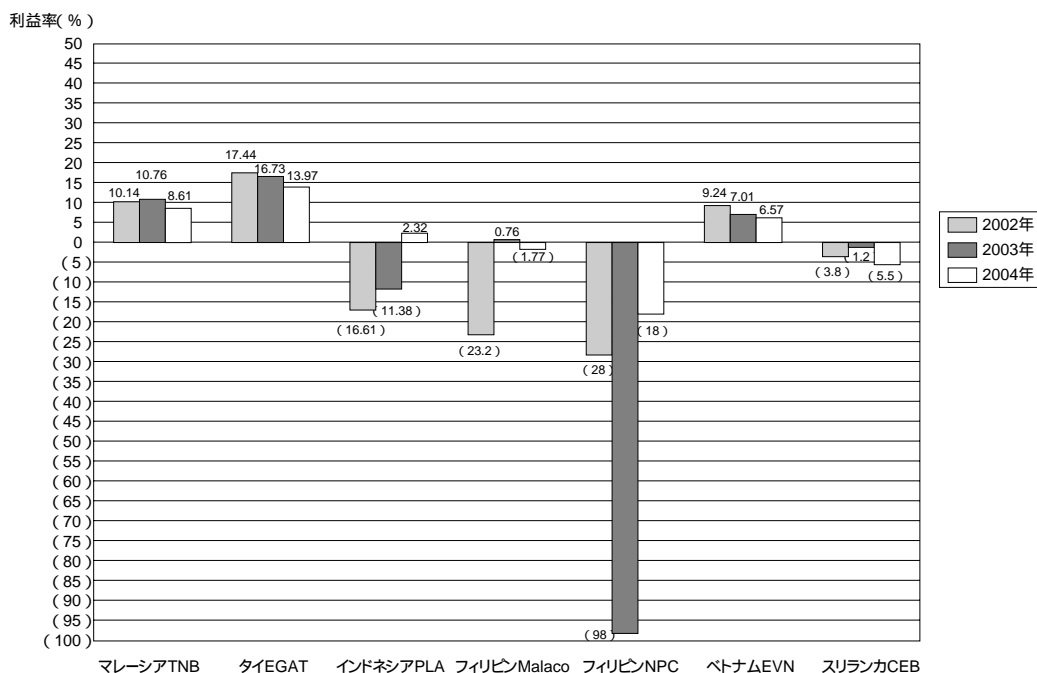
スリランカ：CEB

する（水力、風力など） 外気温度により出力が変動する（ガスタービン及びガスタービンベースの複合火力）等による。日本での予備率の計算には上記のようなファクターを考慮して算出しており、同じ条件でも厳しい数字が出る。東南アジアの場合には保守技術が未熟なことから設備の可能発電電力の低下が多く、場合によっては設備の30～40%が発電に寄与できない例もある。それらを加味するとアジア開発途上国の予備率は決して高くなく慢性的に電力不足に見舞われているのが実態である。

(5) 公益電力事業者の赤字体質

図2-9にあるように アジア6カ国公益電力会社（民間含む）の利益率を比較すると、インドネシア、フィリピン、スリランカの電力会社は赤字、マレーシア、タイ、ベトナムの電力会社は黒字となっている。これらにはアジア開発途上国の中でも経済発展度が異なること、政治体制の違いもあるのだろう。

図2-9 アジア6カ国公益電力会社（民間含む）の利益率



注1：2002年、2003年、2004年の値

注2：利益率は税引前利益

注3：電力価格は住宅用と産業用の平均

注4：NPCとEGATは配電会社に販売を行い、最終需要家に直接販売は行っていない。Melalcoは配電会社である。

出所：EGAT、EVN、PLN、NPC、TNB、CEB各アニュアルレポート

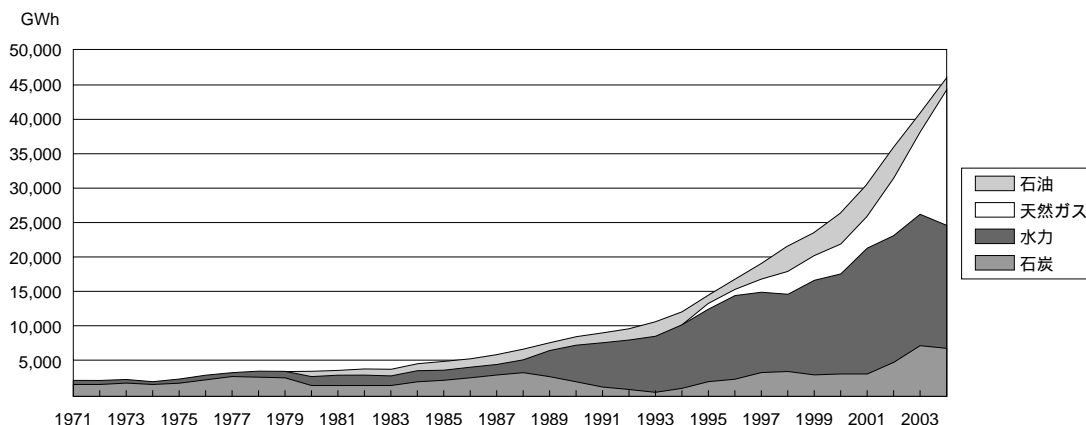
2 - 3 ベトナム

2 - 3 - 1 ベトナム電力セクター

(1) ベトナムにおける電力供給の概要

図2 - 10はベトナムにおける電源別の電力生産量推移である。1985年以降、急速に電力生産量が伸びている。また、近年はガス発電が急速に増加している。

図2 - 10 ベトナムにおける電力生産量推移



出所：WDI

ベトナムの電力マスタープランによれば、全国の総需要は2002年時点と比較して2010年には約2.5倍、2020年には約7倍になると予想されている。旺盛な電力需要の伸びに対応すべく、2020年までには約37,600MWの電源開発が予定されており、毎年約2,000MWのペースで開発が進められることとなる。

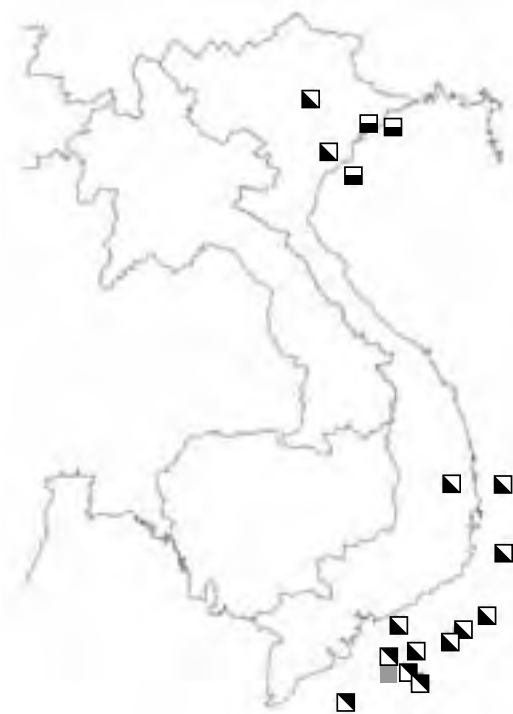
2003年3月初めに、ベトナム南部ブンタオにベトナムで初めてのBOT (Build-Own-Transfer) 形式でPhu My 3発電所 (720MW) が操業を開始した。これにより同国の発電能力がほぼ10%増加した。さらに、2004年9月には、Phuly 2-2が商業運転を開始した。

ベトナムの2020年の電源構成を考えた場合、開発の問題などから水力の割合が下がり、ガスタービン、石炭火力、石油火力で発電の約半分をまかない、2020年以降の原子力発電の導入に伴い、ベースロード部分を担う原子力の発電割合が上昇すると見込まれている (ベトナムでは高い経済成長率に伴い、電力需要が将来的に急増すると予想されることから、エネルギーの多様化と安定確保を目指す中で、原子力発電を今後の最優先課題と位置づけている。2017年から2020年に南部ニン・トゥアン県、またはフーエン県に1,200 ~ 4,000MW程度の原子力発電所を建設する計画がある)。

ベトナムでは、大きな河川がある地理的な環境に恵まれ、豊富な水力資源を有しているが、北部では年間降水量が雨季の5ヵ月間 (5月中旬から9月中旬) に集中し、10月中旬から3月中旬までが乾期となっているため、1年を通しての安定供給が困難となっている。

こうしたことから図2 - 11にあるように南部は沖合の天然ガスを利用したガス発電、北部は水力発電と石炭による発電が中心となっている。

図2 - 11 燃料別発電所のロケーション



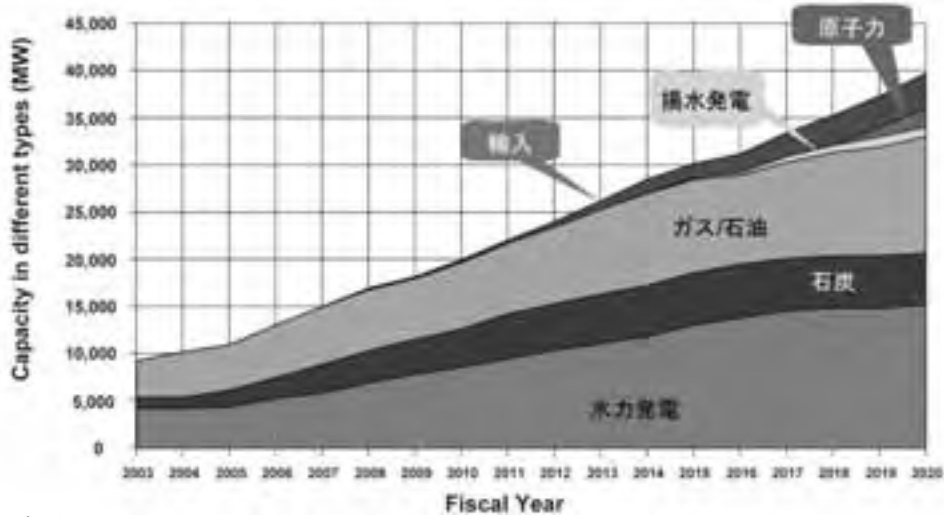
タイプ	プロジェクト数	MW	%
■ 水力	10	4,127	48.81
■ 石炭	3	1,165	13.78
▣ ガス/石油	4	2,441	28.87
■ ディーゼル	NA	122	1.44
■ IPP	9	600	7.10
合計	26	8,455	100.00

2003年時点のベトナム内発電所の数



出所：EVN

図2 - 12 ベトナムにおける電源計画（2003-20）



出所：EVN

ベトナムは南北間を連絡する送電線容量に制約があるため、南北を縦に貫く500kV送電線により北部、中部、南部系統がつながった。

図 2 - 13 500kV南北送電線（現在と計画）



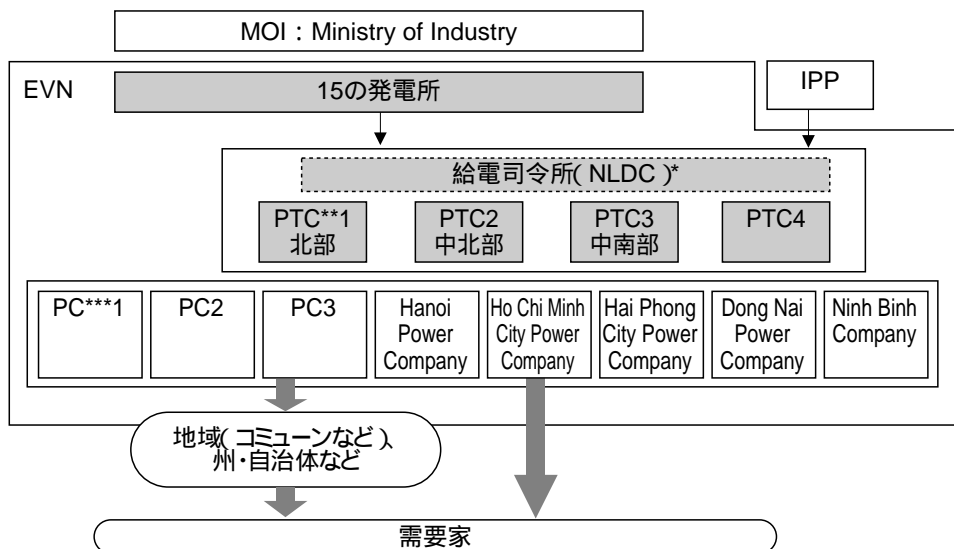
出所：EVN

(2) ベトナムにおける電力セクター改革

ベトナム電力セクターは、現段階では国营電力会社（EVN）による垂直統合による独占市場である。EVNは、傘下の地域配電会社7社への電力卸売りとともに、企業グループの総会社（General Company）として電力部門の各機関を統括している。

図 2 - 14は、ベトナム電力セクターの現状を示している。

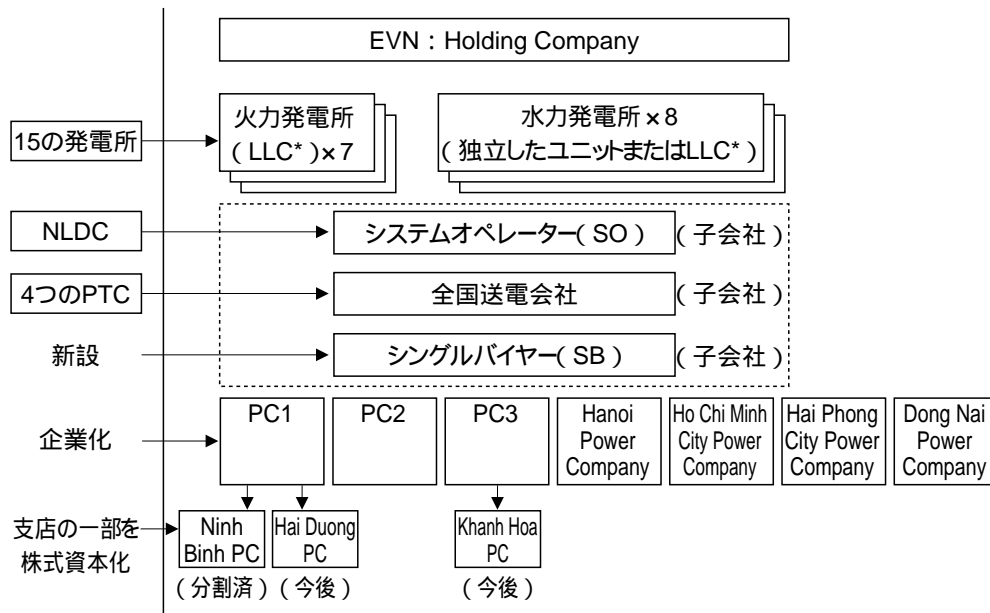
図 2 - 14 ベトナム電力セクターの構造（現在）



* National Load Dispatching Center
 ** Power Transmission Company
 *** Power Company
 ■ はDependent Accounting Unit、それ以外はIndependent Accounting Unit

出所：各種資料より作成。

図2 - 15 ベトナム電力セクターの構造（改革後）



*single-memberまたはjoint-stock Limited Liability Company

出所：ADB、EVN

世銀をはじめとする多国籍支援機関は、セクター改革の法的枠組み設定に積極的に支援を行っている。ベトナム政府は1995年から世界銀行、1997年からADBによる支援を受け、1997年に“Power Sector Policy Statement”を発表した。その中で、「マーケットベースの発電料金と国が管理する電力料金とのミスマッチを解決すること」、及び「国家の役割とビジネスマネジメントの役割とで明確な線引きを行い分別すること」といった点に触れ、いずれは電力セクターの改革に取り組む姿勢を示している。

現在、ベトナムの電力料金は全国一律料金（National Uniform Tariff）である。しかしながら、今後、セクター改革により配電会社の分割が進めば、この一律料金の実施は一層困難となる。また、全国一律料金では、内部補助金の廃止といった改革目標とは逆行することになるため、コストに応じた適正な電力料金の設定が急がれる。JETROの投資コスト比較¹によると業務用電力は4.9～5.6米セント/kWh（785～895米ドル/kWh）となっている。

ベトナム電力セクターは、現段階では国营電力会社（EVN）による垂直統合による独占市場である。EVNは、傘下の地域配電会社7社への電力卸売りとともに、企業グループの総公社（General Company）として電力部門の各機関を統括している。既に外資によるIPPも導入されている。電力料金に関して新たな問題（公正かつ経済効率性の高い料金設定をいかに行うか、発・送・配電の各料金をどう設定するか、など）が提示されており、引き続き作業は続く模様である。ADBにより2002年10月から2003年10月にかけて実施されたTAにより同国の電力セクター構造改革のロードマップが作成された²。その後、2004年12月の国会（National Assembly）にて電力法が承認された。自由化モデルに関しては、2006年1月26日の首相決定（Decision）が出され、その骨子は、ベトナムは段階的に自由化モデルを進行させること、補助金を削減してい

¹ <http://www3.jetro.go.jp/jetro-file/cityCmpDetail.do>（2008年2月18日参照）

² ADB Technical Assistance (2003)、Thi Ngoc and Nomura (2005)

くこと、消費者に供給先の選択を増やすこと、内外からの民間投資を呼び込むこと、電力セクターの効率を上げつつ、電力料金は上げないこと、などとなっている。また、自由化のステップもADB案より5年ほど遅らせ、

2005～2014年 シングルバイヤー市場（競争的な発電市場）

2015～2022年 競争的な卸市場

2022年以後 小売競争市場

としている。

また、規制機関ERA V（Viet Nam Electric Regulatory Bureau）が設立されている。

電力分野の場合、他国同様IPP事業への外国資本による投資が活発化している。それらはベトナム政府とのBOT（Built-Operate-Transfer）・BTO（Built-Transfer-Operate）・BT（Built-Transfer）契約を通じて行われている。ベトナムでは経済成長に伴う電力需要増大が加速しており、日本企業も欧米企業とのコンソーシアムなどを通じて投資活動を行っている。

2 - 3 - 2 エネルギー政策とエネルギー需給見通し

（1）基本政策

2005年9月ベトナム工業省（Ministry of Industry: MOI）発出の“Overview on Vietnam Energy Resources And National Energy Policy”によると、ベトナムのエネルギーターゲットは要約すると以下の通りである。

1）エネルギー資源の発掘調査と確認埋蔵量の見直しの推進

石炭・ガス：2010年までに年間約200Mtoeの確認埋蔵量の増加；2020年までに600～700Mtoeの増加

石炭：2010年までに、500百万t、2020年までに1500百万～2000百万tの埋蔵を確認する。

水力：2010年までに10TWh、2020年までにさらに15～20TWhを新規開発する。

2）国内エネルギー需要に対する十分な供給：

2010年までに47Mtoe、2020年までに91Mtoeを生産供給

水力：2010年までに35TWhの発電、2020年までに55～60TWh、それ以降70～80TWh

石炭：2020年までに、35百万～40百万t生産する。2020年までに50百万t以上

石油・ガス：30～20Mtoeの輸出能力を維持する（うち、17～20Mtoeが原油、13～15billion m³がガス）

3）新・再生可能エネルギーの開発

全商業的一次エネルギーに占める新・再生可能エネルギーのシェアは極めて少なく、このシェアをそれぞれ2010年に2%（0.9Mtoe）、2020年に3.4%（3.0Mtoe）、2050年に7%（18Mtoe）となるよう増やしていく。

4）原子力発電

2020年までに第1号機を運転開始するための条件整備をする。2050年までに全商業エネルギー消費量における原子力エネルギーのシェアを10～11%に増やす。

表 2 - 5 ベトナムにおける2005-2030年の一次エネルギー開発と消費

(単位 : ktoe)

Type of fuels	2005	2008	2010	2012	2015	2020	2025	2030
開発								
石炭	9052.7	10967.3	12772.0	14088.0	15336.0	11691.2	18479.9	17079.0
石油	18120.0	20360.0	21988.8	22090.6	22192.4	18324.0	18324.0	18324.0
ガス	5257.6	6723.3	7939.1	9442.0	12301.4	16200.0	18310.1	16200.0
消費								
石炭	7092.7	9007.3	10812.0	12408.0	14720.6	16285.6	20903.0	27631.3
石油	11506.4	14632.8	17473.8	19852.0	23974.4	32613.6	40898.0	55621.1
ガス	4945.1	6410.8	7626.6	9129.6	11988.9	17330.7	19440.8	22398.3

出所 : Institute of Energy 資料 (2005)

表 2 - 5 にあるようにベトナムエネルギー経済研究所 (Institute of Energy: IE) の予測によると2010年では2,524 (ktoe) の余剰が生じるが2015年で7,425、2020年では21,633の不足が生じると予測している。

表 2 - 6 一次エネルギー需要と国内供給予測 (ベースケース)

(単位 : ktoe)

	2010		2015		2020	
		ktoe		ktoe		ktoe
一次エネルギー需要		44360		62804		88228
国内エネルギー供給量		46884		55379		66565
石炭	32.9 mt	18430	41.4 mt	23191	60.2 mt	33722
原油	20.4 mt	20767	19.3 mt	19647	19.5 mt	19851
天然ガス	8.52 bil m ³		13.9 bil m ³	12540	14.4 bil m ³	12991
過不足 (+) (-)		+2524		- 7425		- 21633

出所 : Institute of Energy 資料 (2005)

表 2 - 7 最終エネルギー消費

(単位 : ktoe)

Source	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
石炭	2603	2692	3327	3302	3166	3223	3984	4302	5028	6007
石油・ガソリン	4344	4985	5001	5538	6221	6760	7456	8765	9639	9985
天然ガス	22	21	20	19	19	18	15	19	18	43
電力	963	1150	1316	1524	1681	1927	2214	2586	2996	3414
合計	7932	8848	9664	10383	11087	11928	13669	15672	17681	19449

出所 : Institute of Energy 資料 (2005)

表 2 - 8 セクター別最終エネルギー消費

(単位: ktoe)

Sector	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
産業	3099	3365	3956	4179	4302	4653	5259	6045	6820	7502
農業	366	398	422	429	425	400	401	455	513	565
運輸	2525	2767	2992	3183	3464	3763	4075	4969	5657	6222
商業サービス	659	860	791	924	962	1095	1274	1422	1604	1765
住居	1029	1213	1354	1538	1663	1878	2174	2556	2884	3172
その他	255	246	149	129	271	137	246	180	203	223
合計	7933	8849	9664	10382	11087	11926	13429	15627	17681	19449

出所: IE (2005)

表 2 - 9 一次エネルギー消費

(単位: ktoe)

Source	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
石炭	3314	3579	4544	4577	4227	4372	5265	5802	6747	8219
石油・ガソリン	4713	5420	5630	6576	6938	7757	8444	9497	9894	11116
天然ガス	186	282	506	935	1292	1440	1563	2845	3348	4349
電力	3237	3829	3625	3281	4157	4314	5573	5569	5185	5409
合計	11450	13110	14305	15369	16614	17883	20845	23713	25174	29093

出所: IE (2005)

2 - 4 スリランカ

2 - 4 - 1 スリランカにおける電力需給概況

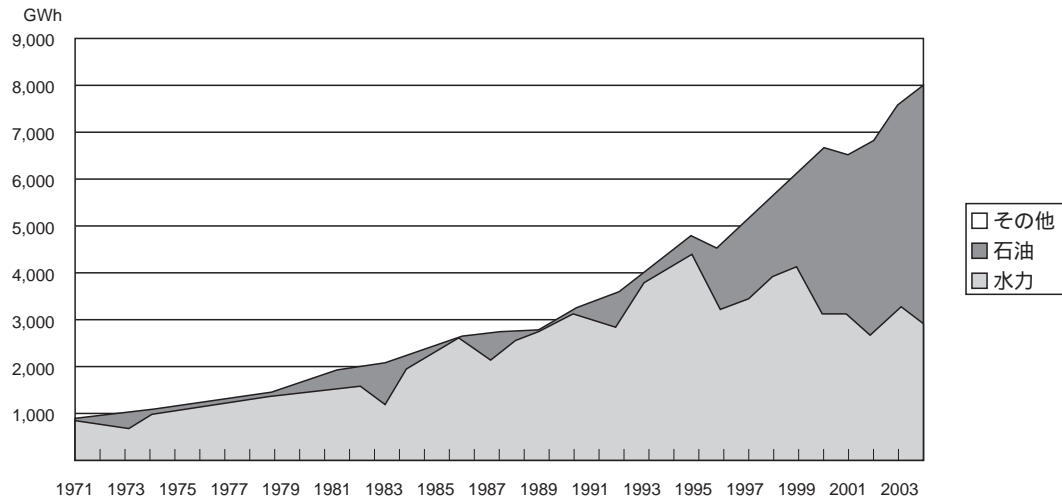
スリランカの水力発電プロジェクトは元をたどると1940年、50年代にお茶のプランテーション用の電源として開発されたことから始まる。その後、エネルギー需要が大きくなるにつれて、水力だけでなく、ディーゼルなど火力も必要になってきた。特に近年は旱魃の影響もあり火力発電による電力供給が急増し、2000年以後、火力による電力供給が水力を毎年上回っている。しかし、1985年から計画されているプットラム等の大規模石炭火力の計画が、社会的・政治的な問題から、なかなか建設されないため、電力供給ベストミックスが不適切な構造となり、結局バージ発電などの緊急電力の手当てにより、不安定な電力供給と異常に高価な供給コストを同国にもたらしめている。

現在のスリランカでは、ベースロードとしての大規模火力発電所がないため、電力の安定供給に支障をきたしている。経済的包蔵水力地点も枯渇を始めており、経済開発の進展に伴う電力需要増に対応するため、これまでの水力主導の電力供給から火力主導の電力供給へと電力供給の構造転換に迫られている。

なお、日本の協力によりLNGによる発電所のF/Sが実施される予定であり、スリランカ側も今後の導入を選択肢の一つとして検討しているところである。

図 2 - 16にあるように、スリランカの電力生産量は順調に伸長しているが、主要電源である水力発電が年の降水量による影響を大きく受けるため、増加分はディーゼル発電を中心とする独立系発電業者 (Independent Power Producer: IPP) と、緊急対応によりまかなっている。2004年3月、セイロン電力庁 (CEB) は工業や商業機関は暫定的にCEBグリッドからではなく、自家発にスイッチするように要請した。スリランカは過去50年で最悪の電力不足状態で、スリランカ政府は消費者に節電を呼びかけた。外部調達電力のほとんどが緊急電源からの供給であり、約100MWhの電力に30億ルピー (3billion Sri Lanka Rupees) のコストがかかる。しかし依然供給

図2 - 16 スリランカにおける電力生産量推移



出所：WDI

不足が続いている。

スリランカの2003年の発生電力量（計7,610GWh）は、水力44%（3,316GWh）に対して火力56%（4,294GWh）と逆転している。2000年以降は旱魃が続いているため、水力よりも火力の発電量の方が上回っている。

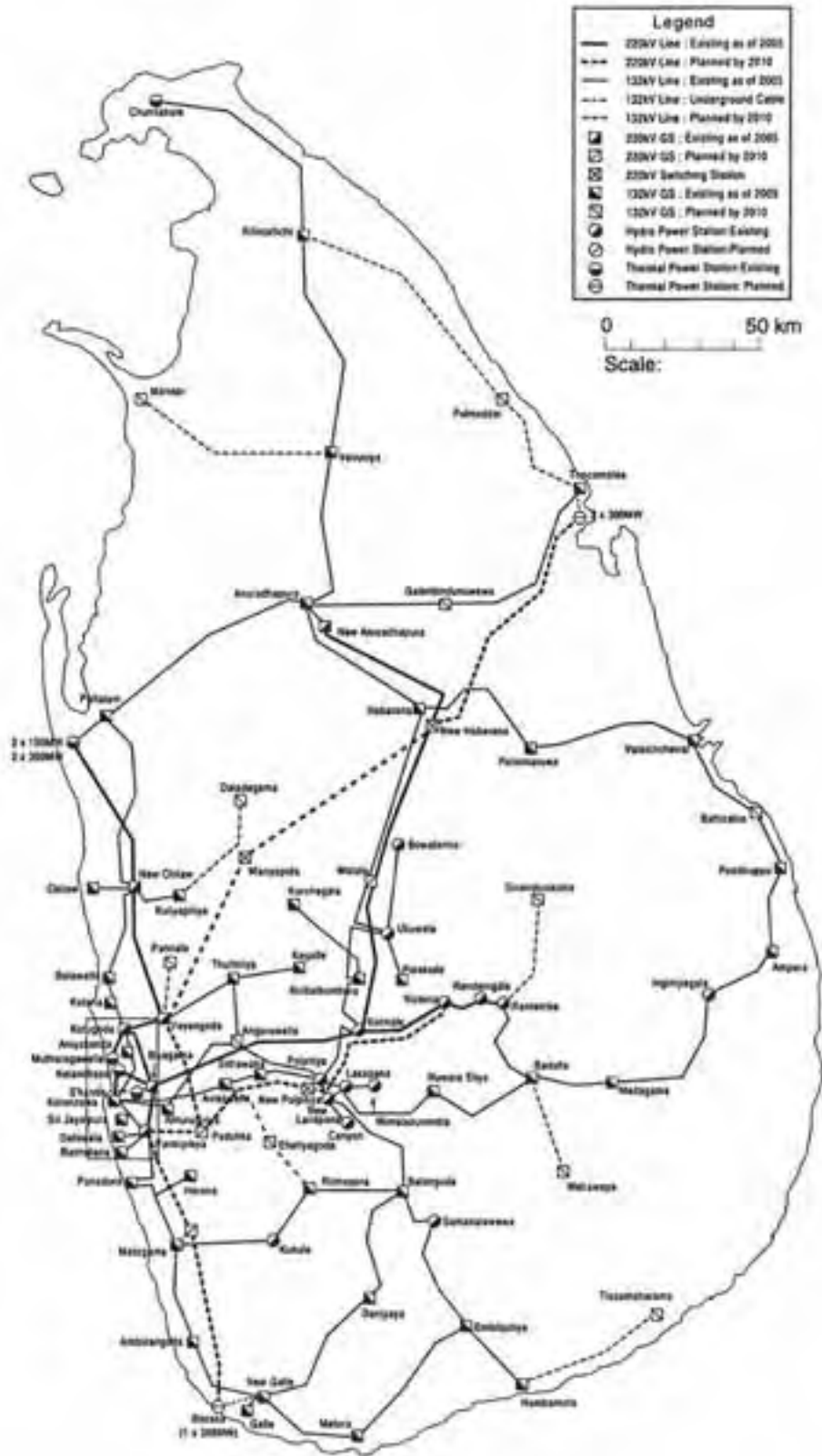
スリランカ北・東部やJaffnaの電力は、CEBがディーゼルを借り上げてコストの高い電力を供給している。料金は逆ざやで、政府補助金でまかなっている。北東部についても、電気料金は全国一律であり、コストとの差額はスリランカ政府が一部補助を行う。

北・東部（Jaffnaと漁村部）南部（貧困地域）の電化率は低く、地方電化については配電会社が配電線の延長をするしかないが、効率がどんどん悪くなることになる。

これまで日本政府の支援で何度となく石炭発電の大きな発電所のF/Sがなされていたが、政治的な理由により実際の建設の実施まで到っていない。米国貿易開発庁（Trade and Development Agency: USTDA）³が米国商務省と協力して石炭発電所としてどこがよいか、最適地選定のためのTAを出し、米国のコンサル企業が受注した。石炭は価格変動が少ないので、現在のスリランカではよいとされている。

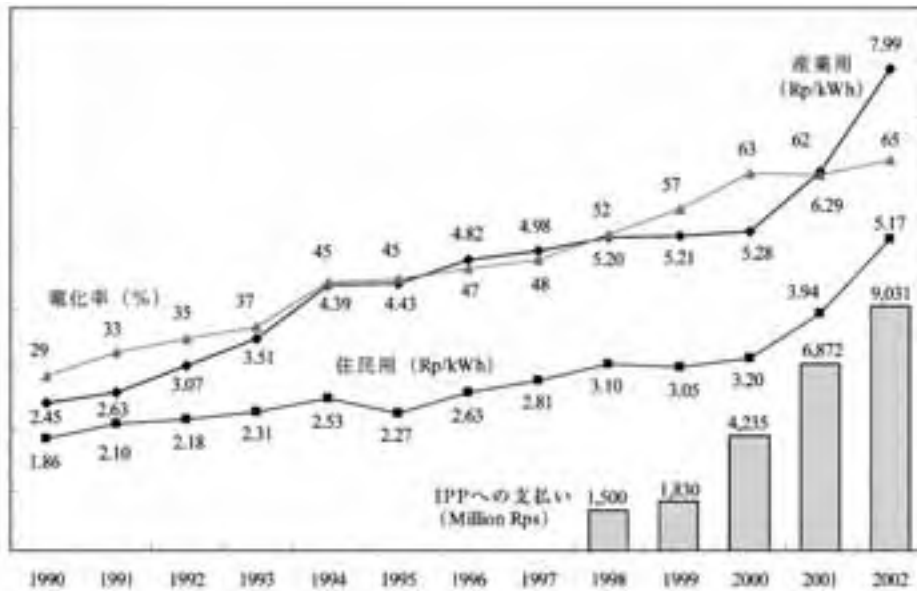
³ プロジェクト対象国（開発途上国）の経済発展と、輸出増加による米国内の雇用促進を目的として設置。米国商務省、Foreign Commercial Service、State Department's economic and commercial officersから公共・民間セクタープロジェクト情報を入手し、連携してプロジェクトの選定、実現可能性の測定を行う。USTDAがF/Sの資金提供を行う。

図 2 - 17 スリランカ全国主要発電所と送電網図



注：2010年までの計画
出所：CEB

図2 - 18 スリランカの電気料金と電化率、IPPへの支払いの関係



出所：CEB

スリランカの電力料金が上がったのは、主に電力不足時の緊急電源の購入が主な原因である⁴。

スリランカにおけるIPPはほとんどがディーゼル発電である。燃料契約 (Fuel Supply Contract: FSC) は電力購入契約 (買電契約) (Power Purchase Agreement: PPA) と連動しているため、為替、原油価格変動リスクはすべてパススルーされるため事業者のリスクはない。平均的なPPA価格は7RP/kWhである。

⁴ 緊急時にはAggreko社から緊急電源が供与されてきた。Aggreko社のビジネスモデルは緊急電源供給に特化しており、世界展開を行い成功を収めているので、以下、紹介する。Aggreko社は1962年オランダで設立され、世界規模 (28ヵ国120地域以上) で電力、温度制御、圧縮空気システムのレンタルを行っている会社である。自然災害による電力不足となっている地域への供給が主な事業である。

スリランカ緊急支援プロジェクト
スリランカでの5年間にわたる旱魃により、水力発電所へ送る貯水池の水準が非常に低くなり、節水のための電力配給が行われた。当初の提供は首都コロンビア周辺の4地域でベースロード電力100MWであったが、最終的には8地域で200MW以上が必要となった。

フィリピン緊急支援プロジェクト
2004年3月、Panay島Capiz地域の10MW/69kVベースロード発電所への電力供給を行っている。フィリピンでは、Aggreko社はNational Power Corporation (NPC) と2004年2月に12カ月のリース契約を交わした。そのほか、ナイジェリア、ガーナ等にも緊急電力供給を行っている。
(出所：Aggreko社ホームページ)

表 2 - 10 スリランカにおける主なIPPプロジェクト

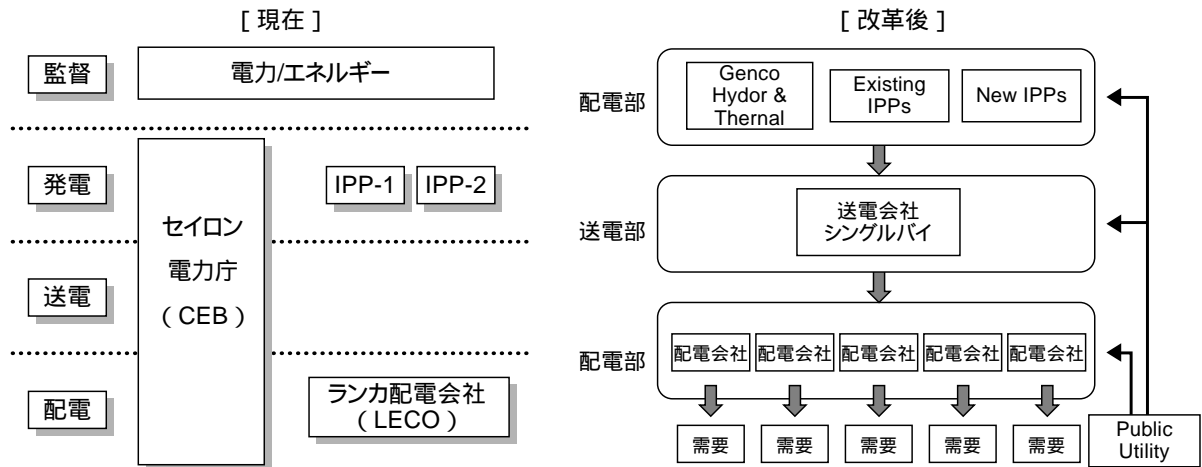
No.	プロジェクト名	サイト	容量 Units × MW (gross)	資料	開始年	現在の状況	PPA
1	Asia Power (Pvt) Limited	Sapugaskanda	8 × 6.6 MW	Diesel, Residual oil	Jul. 1998	Operating	20-year PPA, two-part tariff
2	Lakdhanavi Limited	Sapugaskanda	4 × 6.2 MW	Diesel, Furnace oil	Nov. 1997	Operating	15-year PPA, two-part tariff
3	Colombo Power (Pvt.) Ltd.	Colombo Harbour	4 × 15.681 MW	Diesel, Furnace oil	May. 2000	Operating	15-year PPA, two-part tariff
4	Ace Power Generation Matara (Pvt) Ltd.	Matara	4 × 6.2 MW	Diesel, Furnace oil	Apr. 2002	Operating	10-year PPA, two-part tariff
5	Ace Power Generation Horana (Pvt) Ltd.	Horana	4 × 6.2 MW	Diesel, Furnace oil	Nov. 2002	Operating	10-year PPA, two-part tariff
6	AES Kelanitissa (Pvt) Ltd	Kelanitissa, Colombo.	105 MW open cycle, 58 MW HRSG	Combined Cycle, Diesel	Aug. 2003	Operating	20-year PPA, two-part tariff
7	Heladhanavi Ltd.	Puttalam	6 × 17 MW	Diesel, Furnace oil	due in Feb 2005	Under Construction	10-year PPA, two-part tariff
8	Ace Power Generation Embilipitiya (Pvt) Ltd.	Embilipitiya	14 × 7.2 MW	Diesel, Furnace oil	due in Nov 2004	Under Construction	10-year PPA, two-part tariff

出所：CEB

2 - 4 - 2 スリランカにおける電力セクター改革

スリランカでは、2002年10月に電力セクター改革を定めた「電力セクター改革法 (Electricity Reform Act, No. 28 of 2002)」と「公益事業規制委員会法 (Public Utilities Commission of Sri Lanka Act, No. 35 of 2002)」が成立した。CEB/LECOを機能別に発電・送電・配電会社に分割し、シングルパイヤーモデルに基づくセクター構造を再構築する。電力セクターを中立的に規制する独立規制機関 (PUC) が設立された。発電は、CEBの既存の水力、火力発電所は、発電事業会社 (GENCO) へ再編され、新会社として運営を続ける。小規模発電事業者や自家発電所もこれまで同様に運営する。新規の発電所はTranscoの要請に応じて、PUCが監督する競争入札プロセスによる調達が行われる。送電ネットワークの所有と運営はCEBを引き継いで新しく設立されるTranscoの責任となる。TranscoはPPAにより発電事業者から電力を購入する。また、Transcoは、PUCの了承・監督のもと、需要に合わせていつ新たな発電容量が必要となるか決定し、その発電容量を競争入札プロセスにより確保する責務を負う。従って、スリランカにおいてはシングルパイヤーであるTranscoの役割がこれまでになく重要になる。

図 2 - 19 スリランカ電力セクターの概況



注：Existing IPPs=Asia、Colombo、Lakeland、AES等
出所：CEB等

2003年7月末に電力事業委員会 (Public Utility Commission: PUC) が発足予定であったが、CEBの労働組合との同意が得られず遅れている。

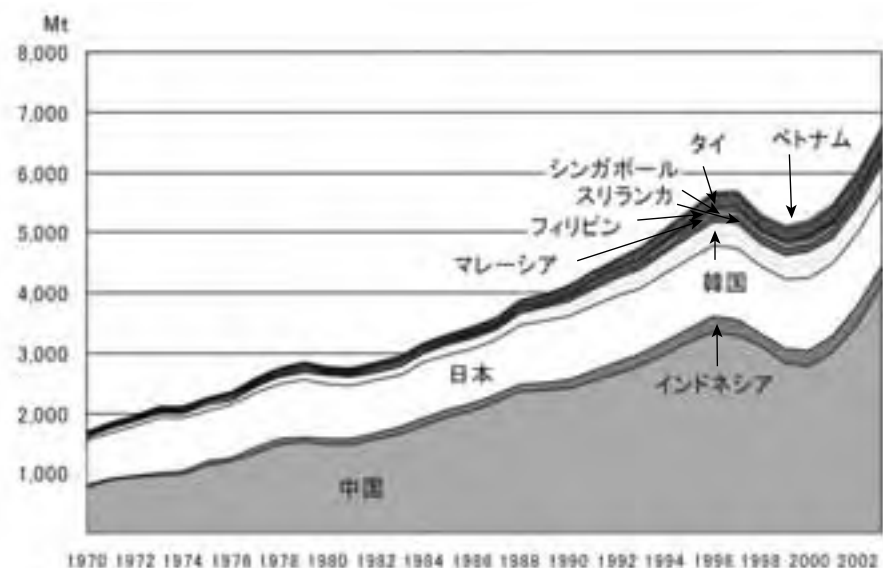
3 . アジアにおける環境問題の現状

3 - 1 CO₂排出の現状

2006年9月5日付けの世界銀行の報告書「クリーンエネルギーと開発のための投資枠組み」(“ An Investment framework for clean energy and development ”)では、クリーンエネルギーと開発のための投資枠組み構築の進展について報告しており、以下の3つの柱が打ち出されている。開発のためのエネルギーと貧困者への福祉 (Access for the Poor)、低炭素社会への移行のための政策及び財政的条件、気候変動とリスクの削減のための投資の必要性。なお、同書は中途の経過報告書であり、最終版は2008年のG8会議 (日本) に提出される予定である。

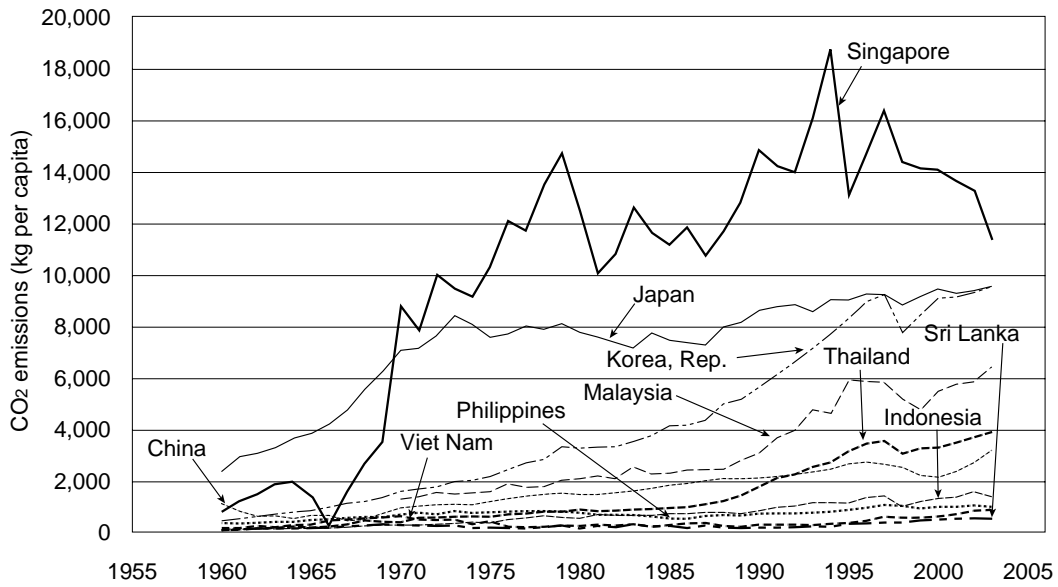
アジアにおけるCO₂排出状況は図3 - 1の通り、中国の排出量が急速に拡大している。1人当たりCO₂排出量は図3 - 2にあるように1人当たりGDP (2000年米ドル固定価格) 当たりでは、日本、シンガポールは現状維持もしくは低下の状況にあるが、その他のアジア開発途上諸国は水準としては低い、近年急速に増加しつつある。

図3 - 1 アジアにおけるCO₂排出量



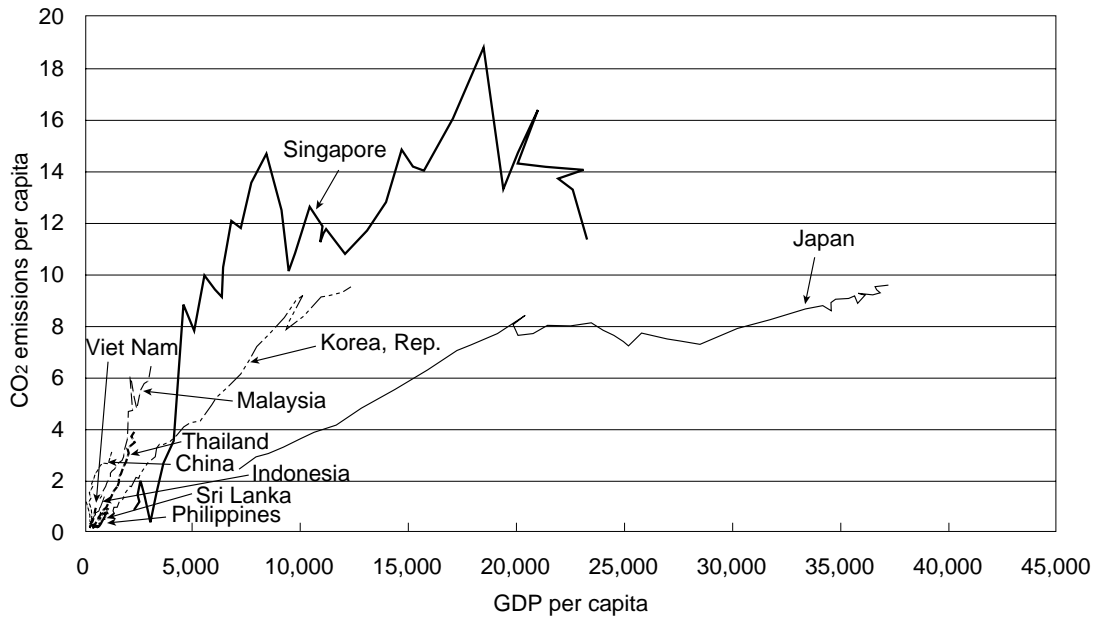
出所：WDI

図3 - 2 アジアにおける1人当たりCO2排出量推移



出所：WDI

図3 - 3 アジアにおける1人当たりGDPと1人当たりCO2排出量



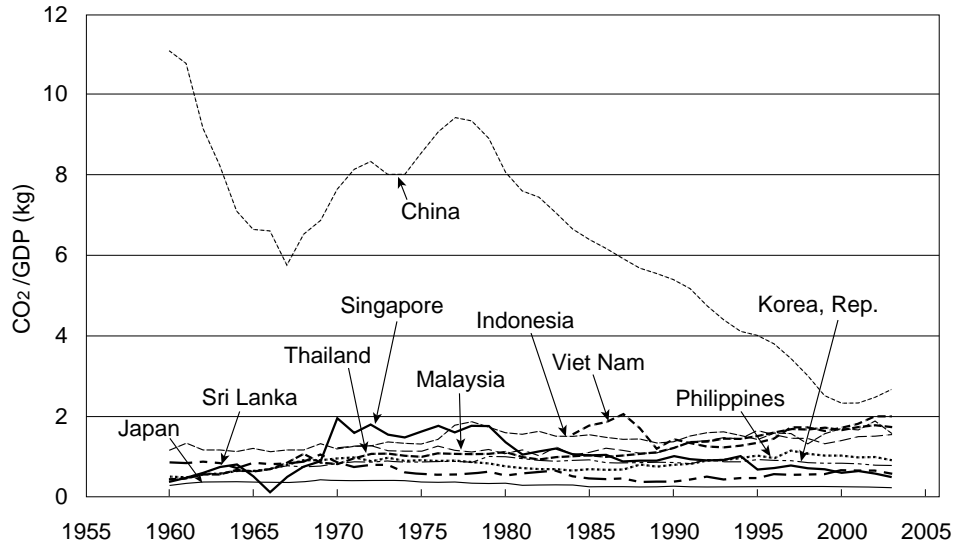
注1：GDP per capitaは2000年米ドル固定価格

注2：1960～2004年

出所：WDI

日本、韓国、中国等GDP当たりのCO2排出量は低下傾向にあるが、ベトナム、インドネシア、タイのようにあまり変わらないか、むしろ上昇傾向にある国もある。

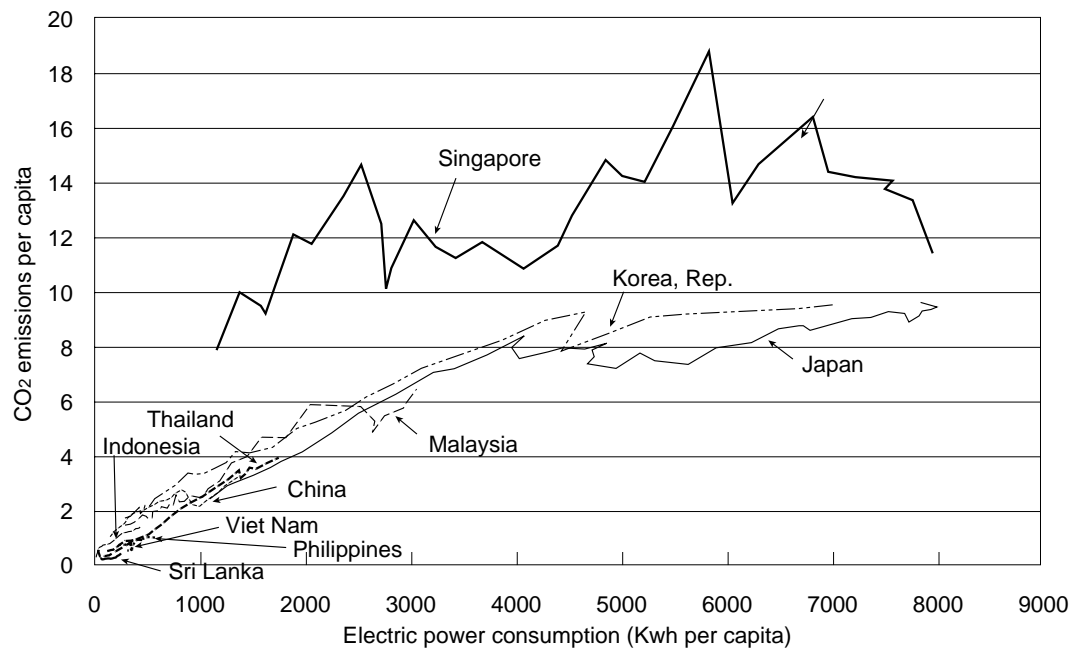
図3 - 4 アジアにおけるGDP当たりのCO₂排出量



出所：WDI

アジアにおいて1人当たりの電力消費量は増加傾向にあるが、電力生産量当たりのCO₂排出量は減少している。

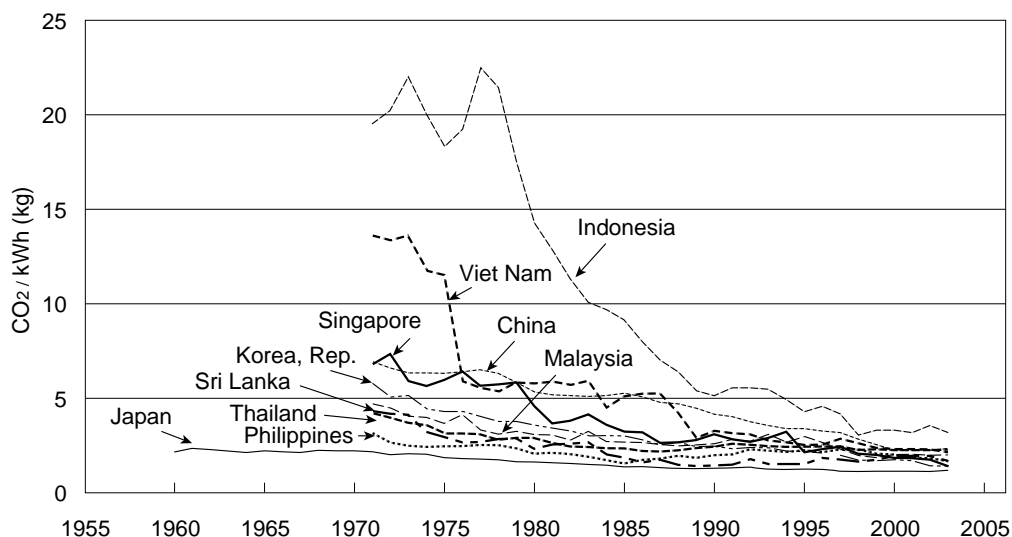
図3 - 5 アジアにおける1人当たりの電力消費量と1人当たりCO₂排出量



注：1960～2004年

出所：WDI

図3 - 6 アジアにおける電力生産量 (kWh) 当たりのCO₂排出量



出所：WDI

3 - 2 2020年のアジアにおける環境（電力起源）

中国は石炭中心の電源構成になることから、図3 - 7にあるように2020年ではCO₂、SO_x、NO_x、外的コストともに中国がアジア域内で最大の排出国となる。

計測のための主な仮定は、表3 - 1の通りである。

表3 - 1 環境係数 (Environmental Coefficients)

	Life Cycle (g-CO ₂ /kWh)	SO _x (g/kWh)	NO _x (g/kWh)	PM10 (g/kWh)	Marginal (Eurocents/ kWh)(2)
Coal	957.2	0.3~6	0.5~3	0.00~0.15	0.95~1.79
Oil	742.1	0.4~6	0.6~1.4	0.07~0.15	-
Gas	563.2 ⁽¹⁾	-	0.2~1.1	-	0.39
PV	53.4	-	-	-	0.5
Wind	29.5	-	-	-	1.12
Nuclear	23.64	-	-	-	0.22
Hydro	11.3	-	-	-	0.08

注1：ガスのCO₂排出係数：LNG CCGTの519g、CO₂/kWhとLNG火力の608g、CO₂/kWh中間値を採用した。

注2：電力中央研究所（1999）によるCO₂価格。PM10係数はKennedy（2005）より。ここで「石炭」とは、排煙脱硫を活用する微粉炭のスチーム電力（Pulverized coal steam-electric）を指し、「ガス」とは、蒸気冷却されたタービンを活用するNGCC（天然ガス複合発電）を指す。SO_xとNO_xの価格はIEA（2002）より。

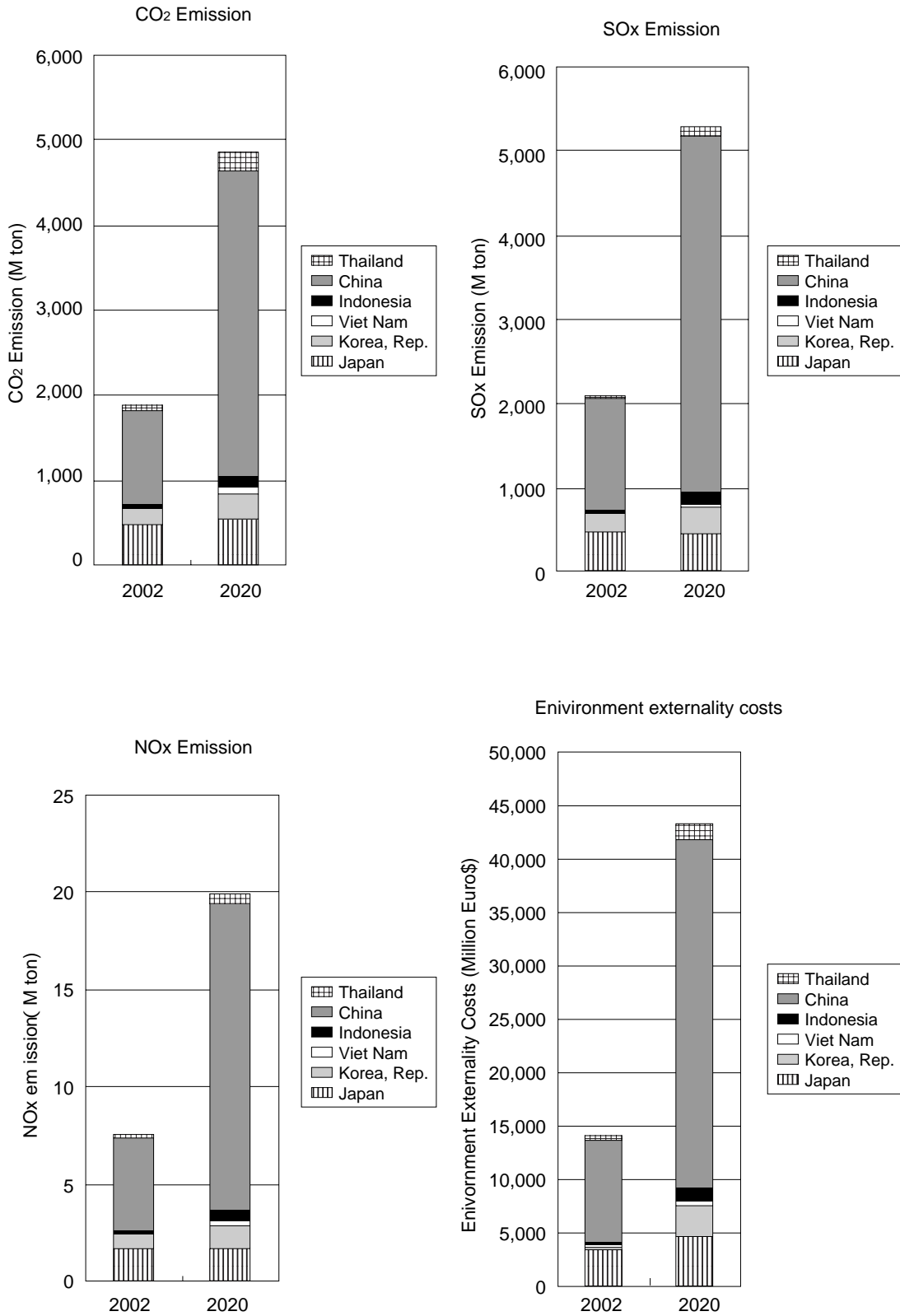
注3：環境外部性係数（environment externality coefficients）の数値（米セント/kWh）は、Sundqvist（2004）の表4にある平均値を採用した。揚水（pumping storage）に関しては、ポンプまでの汲み上げ作業を考慮するためにガスの数値（5.02米セント/kWh）を採用した。

注4：PVと風力の数値はマイクロ分析に基づき、バイオマスや廃棄物は剰余分である。

注5：環境外部性係数（environment externality coefficients）の数値（米セント/kWh）/1は、EU（2003）におけるドイツの損害コストの価格を採用している。ドイツの電力生産における外部限界費用は、騒音、健康、材料、廃材（craps）及びエコシステムに関連した損害コストを含む。

出所：電力中央研究所（2000）、IEA（2002）、EU（2003）

図 3 - 7 2020年のアジアにおける環境数値予測



出所：APERC

(1) 設備利用性 (Plant availability)

太陽光発電：15% (24時間、365日)

風力発電：20% (24時間、365日)

(2) CO₂排出⁵

CO₂の計測にはライフサイクルコストを用いている。

太陽光発電におけるCO₂産出量：53 (g-CO₂/kWh)

火力発電におけるCO₂産出量：742 (g-CO₂/kWh)

CO₂単位価格 4 米ドル (CER t-CO₂ごとのPCF)(プロトタイプカーボンファンド)

(3) SO₂排出⁶

石油発電におけるCO₂産出量：14.2 (g/kWh)

(4) NO_x排出⁷

石油発電におけるNO_x算出量N：4 (g/kWh)

(5) 外部費用に関する研究

外部性についてはEUの外的コストプロジェクト (ExternE) においては化石燃料による発電、水力発電、再生可能エネルギーにそれぞれに対する外的コスト (人間の健康、建築物、農産物、地球温暖化、騒音、生態系等に与える影響) が求められてきた。Owen (2006) らは、もし、外部性が考慮され電力料金に内部化されるならば、再生可能エネルギーは化石燃料に比べ、大きな社会コスト上のメリットがあることを指摘している。

欧州委員会 (European Commission: EC) 及び外部コスト研究が導く結論の中で、電力と運送 (electricity and transport 2003) による社会環境的なダメージの詳細は外部コストに関連して説明している。SO₂を排出し、建造物の材料や人間の健康に悪影響を及ぼす発電所は、外部コストを強いることになる。なぜなら、どの活動が損害を生み出すかを決定する際に、建造物の所有者や自身の健康への悪影響に苦しまされる人々の立場は考慮に入れられないからである⁸。分析に含まれる健康に影響を及ぼす経路や環境への影響は、人間の健康 (死亡率)、人間の健康 (疾病率)、建造物の材料、農作物、地球温暖化、快適性の損害 (amenity losses) 及びエコシステムに分類される。

大規模な中央発電所では、基準から外れた発電所の操作の結果としてこのような有害な物質の放出が起こる可能性があり、公的そして労働の衛生に少々のリスクをもたらすかもしれない⁹。

⁵ 欧州委員会 (European Commission) のExtern-Eの研究によると、95%の確実性をもって、温室効果ガス排出価格 (\$/t C as CO₂ equivalent) は14.510米ドル/t C の範囲に及び、1.3%の範囲のディスカウント率のみを考慮するならば、66.170米ドル/t Cの「実例的制限範囲」(“illustrative restricted range”) に至るとされる (EC (1997))。ここでは温室効果ガス放出が後者の範囲の中間、100米ドル/t Cの価値であると仮定されている。PVのための燃料サイクル温室効果ガス排出は極めてわずかなものであり、PVへシフトする価値は化石代替燃料が代焼されるGHGガス排出のダメージコストに等しい。(カリフォルニア州で0.018米ドル/kWh (全回避コストの14%)、イリノイ州で0.027米ドル/kWh (全回避コストの12%)) と同程度になる。

⁶ SO₂単位価格は50,159円/t。松下電器産業株式会社は、過去の環境的負担統御 (environmental burden control) のコストの推測価格に基づいて、SO₂の単位価格を設定する方法を採用した。

⁷ NO_x単位価格は66,315円/t。松下電器産業株式会社は、過去の環境的負担統御 (environmental burden control) のコストの推測価格に基づいて、NO_xの単位価格を設定する方法を採用した。

⁸ EC (2003)

⁹ Tsoutsos et al. (2005)

健康への影響（ほとんどがSO₂及びNO_xの気体先駆物質放出（gaseous precursor emissions）によって作られた空気の中で形成された少量の硫酸や硝酸を含む、小規模の空気汚染に関連している）は、空気汚染による環境への損害をはるかに上回っている。SO₂、NO_x、及びPM10放出量の推定は、Rabl and Spadaro（2000）によってなされている。

表3 - 2 ドイツの電力生産における限界的外的費用

	Coal	Lignite	Gas	Nuclear	PV	Wind	Hydro
Damage costs							
Noise	0	0	0	0	0	0.005	0
Health	0.73	0.99	0.34	0.17	0.45	0.072	0.051
Material	0.015	0.02	0.007	0.022	0.012	0.002	0.001
Crops	0	0	0	0.0008	0	0.0027	0.0002
Total	0.75	1.01	0.35	0.17	0.46	0.08	0.05
Avoided costs							
Ecosystems	0.2	0.78	0.04	0.05	0.04	0.04	0.03
Global warming	1.6	2	0.73	0.03	0.33	0.04	0.03

注1：QUANTIFIED MARGINAL EXTERNAL COSTS OF ELECTRICITY PRODUCTION IN GERMANY

注2：単位はユーロ cents per kWh

出所：Extern-E (2003)

表3 - 3 存技術に対するEUの電力生産に関わる外的コスト

	Coal & Lignite	Peat	Oil	Gas	Nuclear	Biomass	Hydro	PV	Wind
AT				1 - 3		2 - 3	0.1		
BE	4 - 15			1 - 2	0.5				
DE	3 - 6		5 - 8	1 - 2	0.2	3		0.6	0.05
DK	4 - 7			2 - 3		1			0.1
ES	5 - 8			1 - 2		3 - 5**			0.2
FI	2 - 4	2 - 5				1			
FR	7 - 10		8 - 11	2 - 4	0.3	1	1		
GR	5 - 8		3 - 5	1		0 - 0.8	1		0.25
IE	6 - 8	3 - 4							
IT			3 - 6	2 - 3			0.3		
NL	3 - 4			1 - 2	0.7	0.5			
NO				1 - 2		0.2	0.2		0 - 0.25
PT	4 - 7			1 - 2		1 - 2	0.03		
SE	2 - 4					0.3	0 - 0.7		
UK	4 - 7		3 - 5	1 - 2	0.25	1			0.15

注1：単位=ユーロ Cent per kWh。ただし、量的に換算できる地球温暖化、公的衛生、職業的衛生、原料に起因するダメージのサブトータル

注2：** =biomass co-fired with lignite

注3：AT（オーストリア）、BE（ベルギー）、DE（ドイツ）、DK（デンマーク）、ES（スペイン）、FI（フィンランド）、FR（フランス）、GR（ギリシャ）、IE（アイルランド）、IT（イタリア）、NL（オランダ）、NO（ノルウェー）、SE（スウェーデン）、PT（ポルトガル）、UK（英国）

注4：風力：直接的な環境への影響は、鳥類の衝突による死亡や欧州で深刻な問題となっている景観の損傷を含む。間接的な影響としては、蓄電としてのバッテリー需要の増加（バッテリーの廃棄や、開発途上国におけるバッテリーのリサイクルに部分的に関連している）が挙げられる。

注5：太陽エネルギー：バッテリーはここでも関係しており、シリコン太陽電池の生産の副次的な影響が、送電網（特に森林化した地域における）の影響も受けている。

注6：バイオマス：温室効果ガス、有機汚染物質、微粒子

4 . 環境面を考慮したフルコスト・最適電源構成モデル

4 - 1 意義

本モデルでは環境外部性を考慮した総合的なコスト（フル・コスト）で長期的にコストミニマムとなる電力政策を提案する。ベトナムでは近年、需要の急増、原油価格の高騰等から石炭発電も導入の増加が予想されるが、FGD（排煙脱硫装置）などの適切な環境装置の導入が遅れる傾向にある。太陽光発電、風力発電などの再生可能エネルギーは、依然コストが高く、本格的な導入に至っていない。本研究において予想される結果は、環境経済学の学術的なバックグラウンドに基づき環境価値を内部化したモデルを構築し、それにもとづいた新たな政策提言ができることにある。例えば、石炭発電の外的コストがすべて発電コストに入れられるならば、天然ガスがより競争的になる。こうしたエネルギー安全保障、環境配慮に立脚した電源構成は、長期的な観点から、これまでの電力セクター改革により作られてきた電力セクター改革の方向性をより供給力安定、環境重視のシステムに変える契機となろう。

本研究で示す環境外部性とは、市場機構に包摂される経済活動が、市場機構の枠組みをはみ出す効果を他の経済主体に対して付随的に及ぼす環境面での便益の減少を指す。例えば、CO₂、SO_x、NO_xを排出する発電所は、地球温暖化や、建築材料または人の健康に不利益を及ぼし、環境外部性を課すことになる。これは電力の発電時に、建物の所有者や人的影響が考慮に入れられていなかったためである。この例では、環境のコストは、それが社会に対してかかるコストであるが、発電所の所有者は電源の決定をするときそれを考慮に入れていないために、環境外部性となる。

4 - 2 先行研究

環境配慮の電源計画については以下のような学術先行研究がなされている。Munasinghe（1994）は、スリランカにおいて環境要素を配慮した電源計画についての研究を行った。Bernaw（1991）は、石炭、ガス、石油の3種類の発電プラントにより経済コスト最小、CO₂、SO_x、NO_xの排出コスト最小、経済費用と排出コスト最小のフルコストの3種類で計算を行った。Markandya（1990）は世界において使用されているエネルギーモデルでモデルごとにどの程度、環境の要素を入れているかの比較研究を行った。Rafaj（2006）は、全世界を5つの地域に分け、MARKALモデルを使い、全世界エネルギーモデルの部分均衡分析を行った。この分析では、環境の外部性を内生化し、電力コストに追加し、計測している。外的コストはローカル汚染物質（SO_x、NO_x）と全世界的環境汚物質のCO₂、及び健康損害、建築物への影響、事故、騒音とその他のコストを反映したものになっている。計測結果は、天然ガス複合サイクル、原子力、再生可能エネルギーがフルコストでみて有利との結果となった。また石炭発電を利用する場合も、SO_x、NO_xを低減する環境装置の導入が促進されるとの結果となっている。

4 - 3 モデル

本研究においては電源ベストミックス問題の解について電力需要予測より得られる年内の負荷持続曲線（Load Duration Curve: LDC）を利用し、各電源の出力を台数に応じ下から順番に積み重ねていく方法を使用する。なお、本研究におけるソフトウェアについては、「電力設備計画問題における組み合わせ最適化手法の開発と応用」（馬郡英樹博士論文：平成17年3月 東京都立大学工学研究科 電気工学専攻）より抜粋）を使用した。

電源のbestMixを求めるプログラム（環境コスト考慮）の入力データは以下のような形になっている。

目的関数（年間総費用）： 電源固定費+変動費+環境影響物質排出総費

(1) 入力データ 1：導入対象Generatorの種類と属性

単機容量の単位 発電時間の単位 費用の単位

電源の名称	最小導入台数	最大導入台数	単機容量	1機当たり固定費	1機当たり変動費
...
...

（電源の種類数だけ行単位で繰り返し入力。ただし変動費の小さい順とする）

注）設備利用率はあらかじめ電源ごとに設定したデータを入力する。

(2) 入力データ 2：環境影響物質のデータ

環境影響物質の個数（ m ）

物質名 ₁	d_1	物質名 ₂	d_2	...	物質名 _{m}	d_m
電源 1	e_{11}	e_{12}	...		e_{1m}	
電源 2	e_{21}	e_{22}	...		e_{2m}	
...			...			

（本ケースの場合

CO_2 8.2 $SO \times 57.7$ $NO \times 43.6$

単位：US cents/kg）

（電源の種類数だけ行単位で繰り返し入力）

ここで、

d_k : 環境影響物質 k の排出量からコストへの換算係数 ($k=1 \sim m$)

e_{jk} : 電源 j における環境影響物質 k の単位排出量 ($k=1 \sim m$) 注) 単位は個別に設定

なお、環境影響物質関係には以下のような算定式を使用する。

各電源 j の環境影響物質年間排出量 = $A_j e_{jk}$ ($k=1 \sim m$) ここで、 A_j は電源 j の年間発電量

各電源 j の環境影響物質年間排出総費 = $A_j U_j$

各電源 j の環境影響物質単位排出費 (U_j) = $\sum_{k=1 \sim m} e_{jk} d_k$

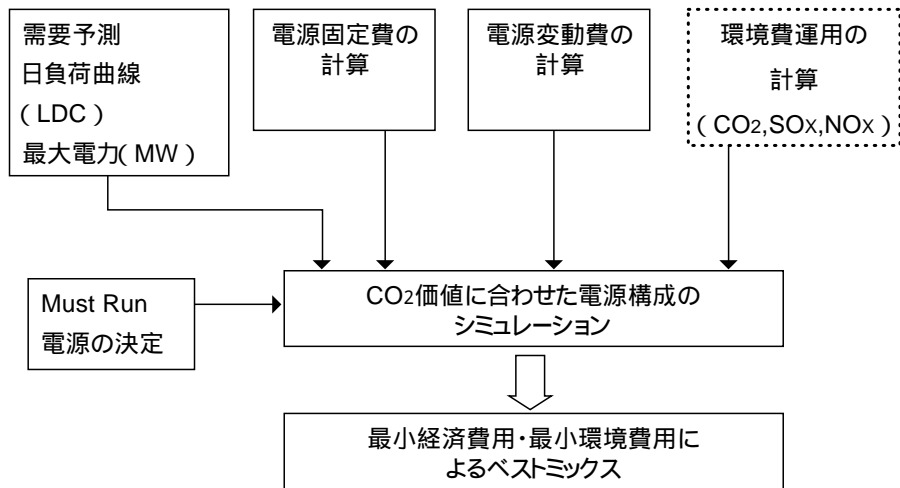
注) 環境影響物質の排出費用を無視するには、 d_k ($k=1 \sim m$) を零として入力すればよい。

(3) 入力データ 3：年間負荷データ

負荷持続曲線の分割点個数 総持続時間

分割点負荷値 (分割点個数だけ時間順に入力する)

図 4 - 1 本モデルのフロー



4 - 4 計算の前提

本シミュレーションにおいて使用した電源別環境値は表 4 - 1 の通りである。

表 4 - 1 電源別環境値の前提

	Heat efficiency (%)	Required KJ/kWh : 1kWhを発電するのに必要な熱量	CO ₂ (g/MJ)	SO _x (g/MJ)	NO _x (g/MJ)	PM (mg/MJ)	1kWhを発電するのに必要なCO ₂ 排出量 (g)/kWh	1kWhを発電するのに必要なSO _x 排出量 (g)/kWh	1kWhを発電するのに必要なNO _x 排出量 (g)/kWh
Diesel(Fuel Oil)	38	9473.68	75.5	1.7087	1.2	13	715.26	16.19	11.37
Diesel(Residual FO)	38	9473.68	76.6	1.7087	1.2	13	725.68	16.19	11.37
Oil Steam(Fuel Oil)			75.5	1.7087	0.13	11	742.00	14.20	4.00
Coal	40	9000.00	92.7	0.4929	0.3	40	834.30	4.44	2.70
Gas Turbine(Auto Diesel)	37	9729.73	73.3	0.2383	0.28	5	713.19	2.32	2.72
Combined cycle(Auto Diesel)	48	7500.00	73.3	0.2383	0.28	50	549.75	1.79	2.10
Combined cycle(Naphtha)	48	7500.00	72.6	0.0	0.28	0	544.50	0.00	2.10
Hydro							11.00	0.00	0.00
Pumped storage PP	70	5142.86							
Nuclear	33	10909.09					28.00	0	0
							29.5	0	0

注 1 : Oil Steam(Fueloil), Hydro, Nuclearは電中研、それ以外の電源は、IPCC Guidelines,Thermal Generation Options Study, CEBによる。

注 2 : 金額換算係数は日本で各環境負荷量 1 tを抑制するための費用により設定。

CO₂ = 9,450円 / t

京都議定書の目標達成のためのCO₂排出抑制費用 (炭素税の環境省試算値)

NO_x = 66,315円 / t、SO_x = 50,159円 / t、VOC = 50,090円 / t、地下水 = 36円 / t

過去の環境負荷抑制の費用の推算値より設定 (「環境・経済統合勘定」(旧経済企画庁)の研究成果を参照)

5 . ベトナムにおけるフルコストモデル

5 - 1 モデルの前提条件

ベトナムにおけるモデル計算において前提として使用したのは、プラント別変動費、固定費（表5 - 1）と最大電力需要（表5 - 2）、日負荷曲線（LDC）（図5 - 1及び図5 - 2）、燃料データ（表5 - 3）である。

表5 - 1 ベトナムにおける変動費と固定費基礎データ

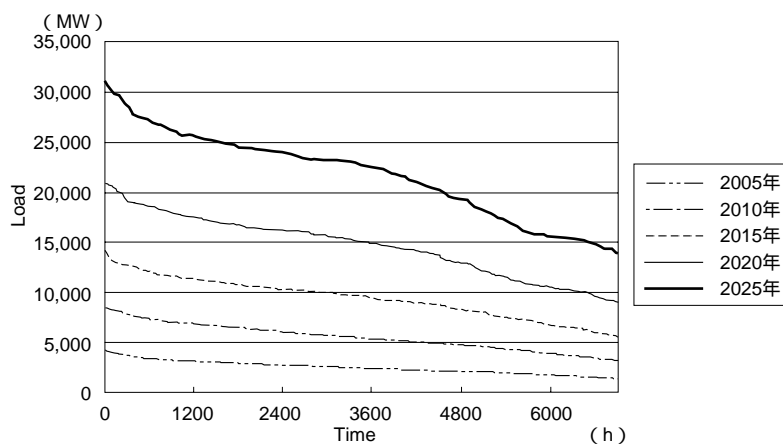
	Capital charge (USD・kW・yr)	O&M cost (USD・kW・yr)	固定費合計	燃料コスト(/kWh)
Coal	117	21.2	138.2	1.6
CCGT (Gas)	72.7	30	102.7	2.49
Hydro	298.7	8.961	307.66	0
PSP	76.7	7.5	84.2	0
RE (small hydro)	75	20	95	0
Import	0	0	0	0
GT/DEG/ST	80	12	92	8
Nuclear	187.3	85	272.3	0.32

表5 - 2 ベトナムにおける最大電力需要想定

	(MW)			
	2005年	2010年	2020年	2025年
PDP 6th (ベースケース)	9,859	19,998	48,298	71,153
PDP 5th (ベースケース)	7,797	12,003	27,204	-
本モデル	9,461	19,879	50,402	75,453
北部	4,215	8,560	20,899	31,083
中南部	5,246	11,319	29,503	44,370

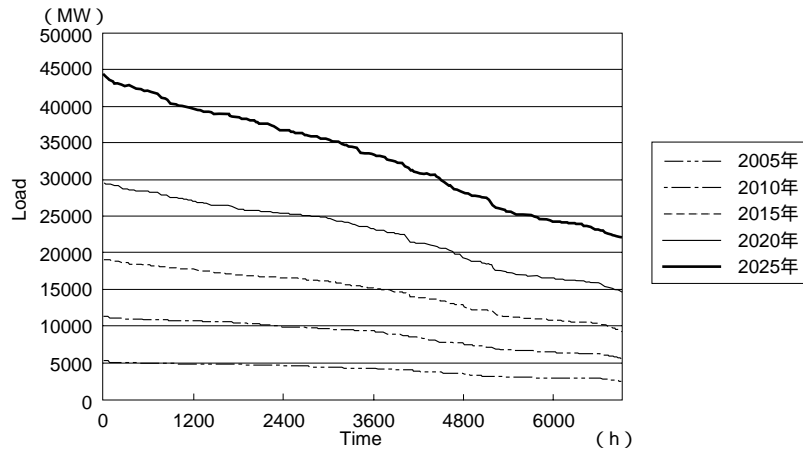
出所：MOI

図5 - 1 ベトナム北部における日負荷曲線



出所：ベトナム中央給電所資料

図5 - 2 ベトナム中南部における日負荷曲線



出所：ベトナム中央給電所資料

表5 - 3 ベトナムの燃焼データ（シミュレーション計算の前提）

機械	燃料	設備利用率 Capacity Factor (%)	燃料コスト (US cents/kWh)	Capital charge USD/kW-yr	O&M cost USD/kW-yr
GT	DO	6%	12.39	56.4	12
GT	FO (余り使われない)	6%	7.43	61.1	12
GT	Gas	6%	4.26	47	12
DEG	FO	70%	5.03	88.1	40
DEG	DO	70%	10.29	56.4	40
ST	FO	80%	5.58	110	20
ST	Gas	80%	3.48	99	18
CCGT	Gas	70%	2.49	72.7	30
原子力	-	70%	0.32	187.3	85
水力	-	43%	-	298.7	8.961
小水力	-	43%	-	50 ~ 100	10 ~ 50**
風力	-	25%	-	100 ~ 200	10 ~ 60**
揚水	-	5 ~ 12%	*	76.7	7.5
石炭	石炭	70%	1.42 (北ベトナム)	108	19.6
			1.54 (南ベトナム)	121.2	22.0
			1.89 (輸入)	121.2	22.0

出所：EVN資料より筆者作成。

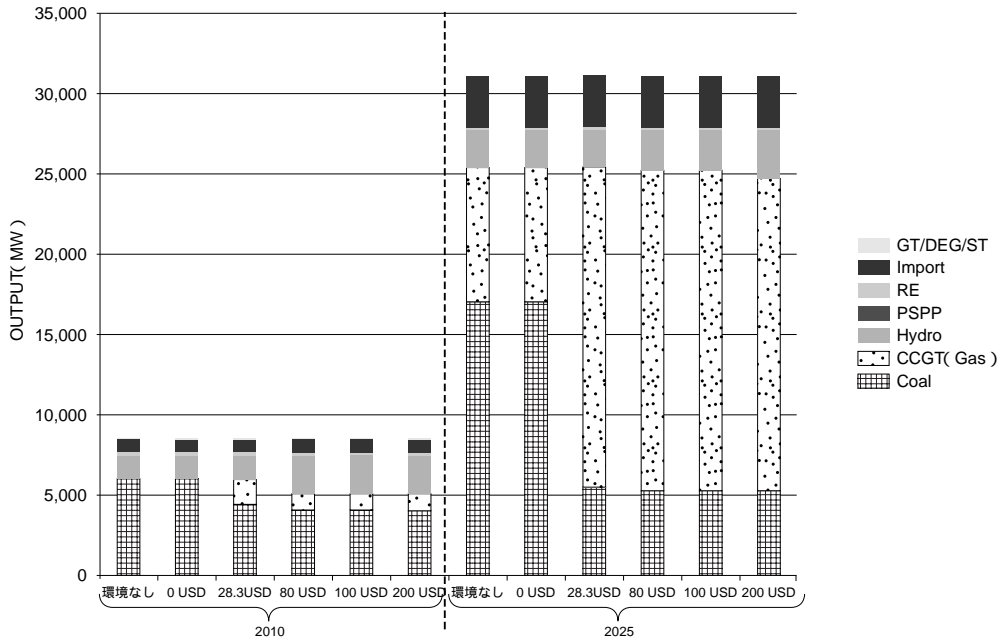
5 - 2 解析結果

5 - 2 - 1 ベトナム北部の解析結果

(1) ベトナム北部における炭素価格別電源構成

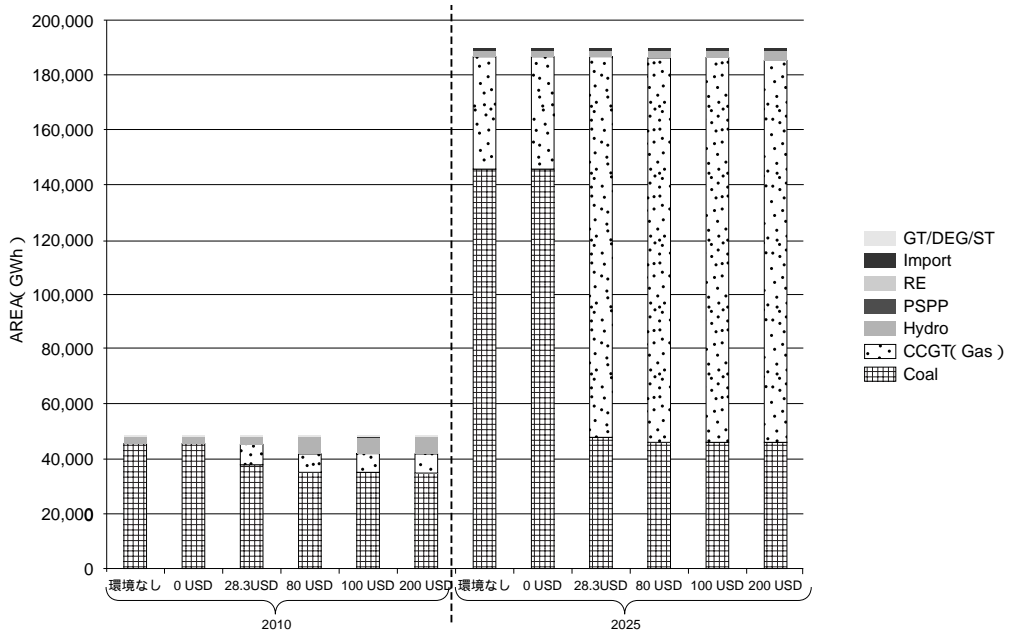
ベトナム北部（2025年）においてはCO₂価格が0 ~ 28.3米ドル / tの間で、石炭より天然ガス（CCGT）がフルコストで有利になる。さらに100 ~ 200米ドル / tの間で水力の開発が有利となる。

図5 - 3 ベトナム北部における炭素価格別の電源構成 (MW) 比較



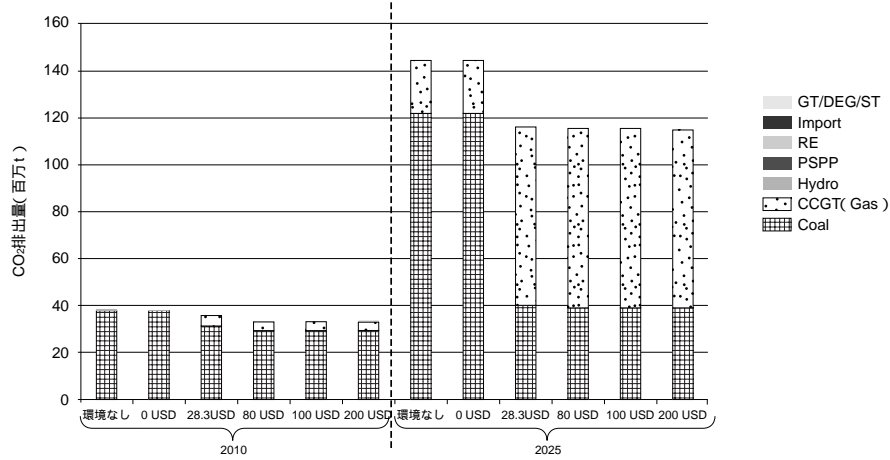
注1:「環境なし」とは、CO₂、SO_x、NO_xを内部コストとして入れていない従来の経済費用最小コスト
 注2:「0 USD」とは、SO_x、NO_xの価格だけを内部コストとして入れて、CO₂の価値はゼロとしたもの。
 これ以外はCO₂に価格をつけたもの。
 出所：筆者作成。

図5 - 4 ベトナム北部における炭素価格別の発電量構成 (GWh) 比較



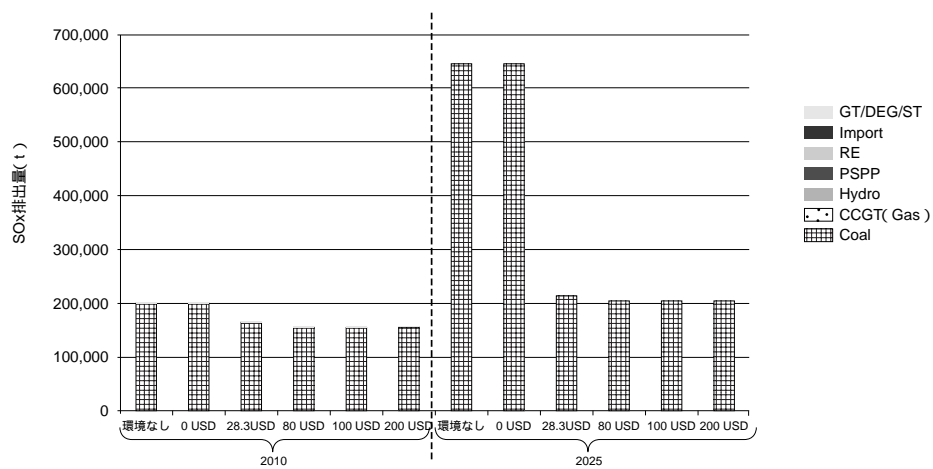
注:「環境なし」「0 USD」の説明については図5 - 3と同じ
 出所：筆者作成。

図5 - 5 ベトナム北部における炭素価格別のCO₂排出量比較



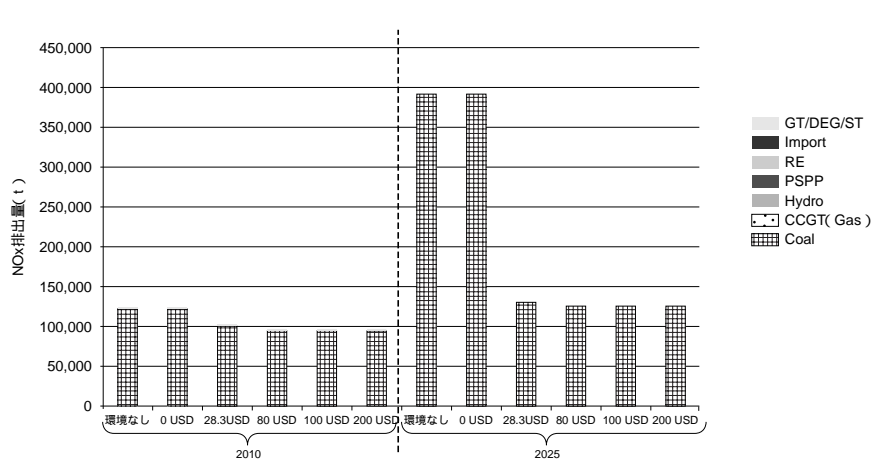
注：「環境なし」「0 USD」の説明については図5 - 3と同じ
出所：筆者作成。

図5 - 6 ベトナム北部における炭素価格別のSO_x排出量比較



注：「環境なし」「0 USD」の説明については図5 - 3と同じ
出所：筆者作成。

図5 - 7 ベトナム北部における炭素価格別のNO_x排出量比較



注：「環境なし」「0 USD」の説明については図5 - 3と同じ
出所：筆者作成。

ベトナム北部で、本研究におけるシミュレーション結果をMOI Decision 110及びPDP 6thと比較すると、全体の需要は本研究における場合の方が抑え気味である。2010年の「環境考慮なし」ケースにおける電源構成は、計画とほぼ同じになった。「CO₂200米ドル/t」ケースでは本シミュレーション結果では天然ガス発電が入っている。2025年においては計画に比べ、本シミュレーションケースでは天然ガス発電が大きな割合を占める。CO₂の価格が高くなるほど、天然ガス発電の割合は拡大する。

図 5 - 8 ベトナム北部2010年比較

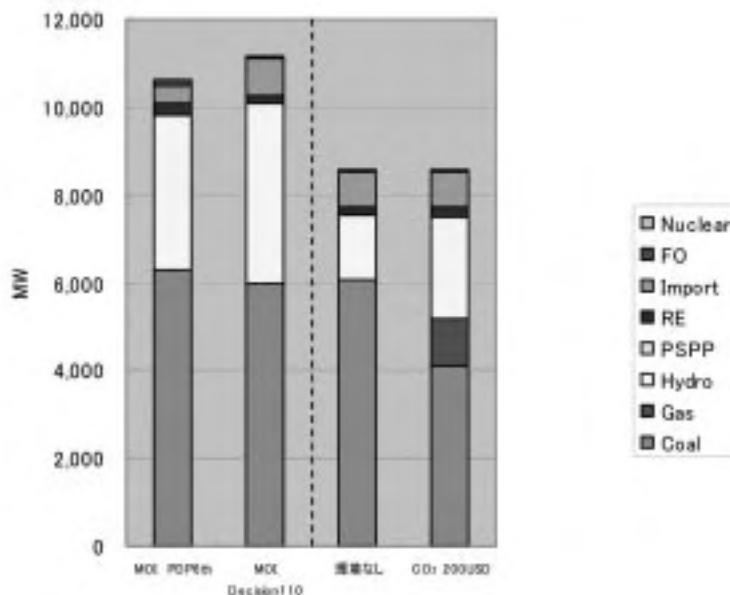
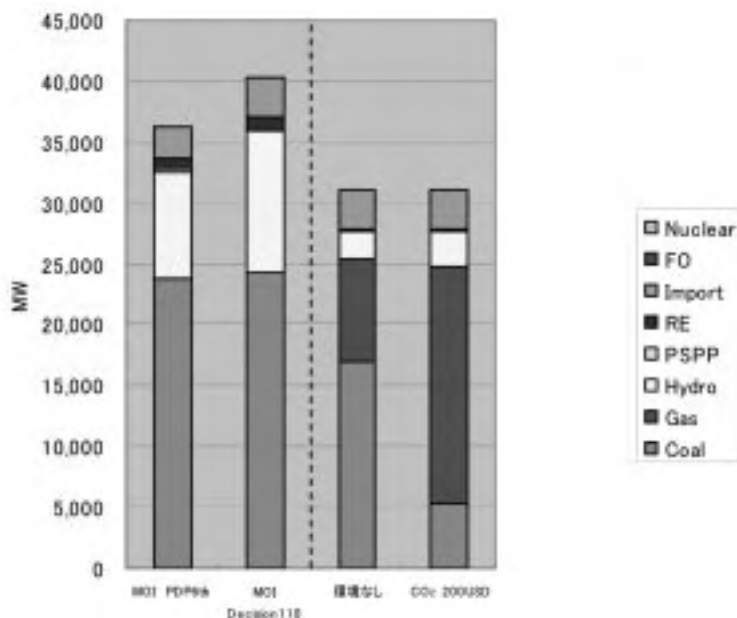


図 5 - 9 ベトナム北部2025年比較



注 1 : MOI Decision 110のベトナム北部のBOT/IPPはすべてCoalに分類した。
 注 2 : MOI Decision 110のベトナム南部のBOT/IPPはすべてGasに分類した。
 注 3 : PDP 6thは設備出力 (JICAマスタープラン ファイルP5-29より)。

(2) ベトナム北部における炭素価格別の採択リスト

表 5 - 4 にベトナム北部における炭素価格別の採択リストを記載した。

表 5 - 4 ベトナム北部における炭素価格別の採択リスト

電源名称					MW	設備稼働率 (%)	Fuel cost (USDCents) / kWh	Capital charge (USD Year per kW)	O&M cost charge USD(Year per kW)	2010					2025								
										環境コストなし	CO ₂ 0ドル/t	CO ₂ 28.3ドル/t	CO ₂ 80ドル/t	CO ₂ 100ドル/t	CO ₂ 200ドル/t	環境コストなし	CO ₂ 0ドル/t	CO ₂ 28.3ドル/t	CO ₂ 80ドル/t	CO ₂ 100ドル/t	CO ₂ 200ドル/t		
1	Mua dien No Mu Ra -HP	FO	IPP	Nomura	North	30	70	5.03	88.1	40													
2	Diesel mien Bac Small	DO			North	40	70	5.03	88.1	40													
3	TDTN PSPP	Hydro			North	45	10	2	76.7	7.5													
4	Pha Lai	Coal-dom	JSC		North	100	70	1.4	108.0	19.6													
5	Pha Lai	Coal-dom	JSC		North	100	70	1.4	108.0	19.6													
6	Pha Lai	Coal-dom	JSC		North	100	70	1.4	108.0	19.6													
7	Pha Lai	Coal-dom	JSC		North	100	70	1.4	108.0	19.6													
8	Pha Lai	Coal-dom	JSC		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
9	Pha Lai	Coal-dom	JSC		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
10	Uong Bi	Coal-dom	EVN		North	55	70	1.4	108.0	19.6													
11	Uong Bi	Coal-dom	EVN		North	50	70	1.4	108.0	19.6													
12	Uong Bi Extension #1	Coal-dom	EVN		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
13	Uong Bi Extension #2	Coal-dom	EVN		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
14	Ninh Binh	Coal-dom	JSC		North	25	70	1.4	108.0	19.6													
15	Ninh Binh	Coal-dom	JSC		North	25	70	1.4	108.0	19.6													
16	Ninh Binh	Coal-dom	JSC		North	25	70	1.4	108.0	19.6													
17	Ninh Binh	Coal-dom	JSC		North	25	70	1.4	108.0	19.6													
18	Ninh Binh Extension	Coal-dom	JSC		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
19	Na Duong	Coal-dom	IPP	Vinacom	North	55	70	1.4	108.0	19.6													
20	Na Duong	Coal-dom	IPP	Vinacom	North	55	70	1.4	108.0	19.6													
21	Cao Ngan Small	Coal-dom	IPP	Vinacom	North	50	70	1.4	108.0	19.6													
22	Cao Ngan Small	Coal-dom	IPP	Vinacom	North	50	70	1.4	108.0	19.6													
23	Hai Phong I #1	Coal-dom	JSC		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
24	Hai Phong I #2	Coal-dom	JSC		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
25	Hai Phong II #1	Coal-dom	JSC		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
26	Hai Phong II #2	Coal-dom	JSC		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
27	Cam Pha I	Coal-dom	IPP	Vinacom	North	300	70	1.4	108.0	19.6													
28	Cam Pha II	Coal-dom	IPP	Vinacom	North	300	70	1.4	108.0	19.6													
29	Quang Ninh I #1	Coal-dom	JSC		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
30	Quang Ninh I #2	Coal-dom	JSC		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
31	Quang Ninh II #1	Coal-dom	JSC		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
32	Quang Ninh II #2	Coal-dom	JSC		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
33	Son Dong #1 Small	Coal-dom	IPP	Vinacom	North	110	70	1.4	108.0	19.6													
34	Son Dong #2 Small	Coal-dom	IPP	Vinacom	North	110	70	1.4	108.0	19.6													
35	Mao Khe I-220MW	Coal-dom	IPP	Vinacom	North	220	70	1.4	108.0	19.6													
36	Mao Khe II-220MW	Coal-dom	IPP	Vinacom	North	220	70	1.4	108.0	19.6													
37	Nghi Son #1	Coal-dom	EVN		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
38	Nghi Son #2	Coal-dom	EVN		North	300	70	1.4	108.0	19.6													
39	Nghi Son II #1	Coal-dom	BOT	bidding	North	600	70	1.4	108.0	19.6													
40	Nghi Son II #2	Coal-dom	BOT	bidding	North	600	70	1.4	108.0	19.6													
41	Mong Duong I #1	Coal-dom	EVN		North	500	70	1.4	108.0	19.6													
42	Mong Duong I #2	Coal-dom	EVN		North	500	70	1.4	108.0	19.6													
43	Mong Duong II #1	Coal-dom	BOT	ASE	North	600	70	1.4	108.0	19.6													
44	Mong Duong II #2	Coal-dom	BOT	ASE	North	600	70	1.4	108.0	19.6													
45	Vung Ang I #1	Coal-dom	IPP	LILAMA	North	600	70	1.4	108.0	19.6													
46	Vung Ang I #2	Coal-dom	IPP	LILAMA	North	600	70	1.4	108.0	19.6													
47	Vung Ang II #1	Coal-dom	JSC	LILAMA	North	600	70	1.4	108.0	19.6													
48	Vung Ang II #2	Coal-dom	JSC	LILAMA	North	600	70	1.4	108.0	19.6													
49	Vung Ang III #1	Coal-dom			North	600	70	1.4	108.0	19.6													
50	Vung Ang III #2	Coal-dom			North	600	70	1.4	108.0	19.6													
51	Xi Mang Thang Long	Coal-dom	JSC		North	300	70	1.4	108.0	19.6													

電源名称					MW	設備稼働率 (%)	Fuel cost (USDCents) / kWh	Capital charge (USD Year per kW)	O&M cost charge (USD Year per kW)	2010					2025					
										環境コストなし	CO ₂	CO ₂	CO ₂	CO ₂	環境コストなし	CO ₂	CO ₂	CO ₂	CO ₂	
											0ドル/t	28.3ドル/t	80ドル/t	100ドル/t		200ドル/t	0ドル/t	28.3ドル/t	80ドル/t	100ドル/t
108	New CC CCGT	Gas		South	750	70	2.5	72.7	29.7											
109	New CC CCGT	Gas		South	750	70	2.5	72.7	29.7											
110	New CC CCGT	Gas		South	750	70	2.5	72.7	29.7											
111	New CC CCGT	Gas		South	750	70	2.5	72.7	29.7											
112	New CC CCGT	Gas		South	750	70	2.5	72.7	29.7											
113	New CC CCGT	Gas		South	750	70	2.5	72.7	29.7											
114	New CC CCGT	Gas		South	750	70	2.5	72.7	29.7											
115	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
116	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
117	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
118	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
119	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
120	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
121	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
122	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
123	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
124	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
125	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
126	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
127	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
128	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
129	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
130	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
131	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
132	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
133	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
134	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
135	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
136	ND than mien Trung #1	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22											
137	Thac Ba	Hydro		North	108	43	0	298.7	8.961											
138	Hoa Binh	Hydro		North	1920	43	0	298.7	8.961											
139	Tuyen Quang	Hydro		North	342	43	0	298.7	8.961											
140	Ban Ve (Na La)	Hydro		North	300	43	0	298.7	8.961											
141	Son La	Hydro		North	400	43	0	298.7	8.961											
142	Cua Dat	Hydro		North	97	43	0	298.7	8.961											
143	Ban Chat	Hydro		North	220	43	0	298.7	8.961											
144	Nam Chien	Hydro		North	196	43	0	298.7	8.961											
145	Ta Thang	Hydro		North	47	43	0	298.7	8.961											
146	Huot Quang	Hydro		North	560	43	0	298.7	8.961											
147	Khoe Bo	Hydro		North	100	43	0	298.7	8.961											
148	Lai Chau	Hydro		North	600	43	0	298.7	8.961											
149	Nho Que III	Hydro		North	140	43	0	298.7	8.961											
150	Hoi Xuan	Hydro		North	96	43	0	298.7	8.961											
151	Bao Lac 190NW	Hydro		North	190	43	0	298.7	8.961											
152	Van Chan	Hydro		North	35	43	0	298.7	8.961											
153	Huong Son 1	Hydro		North	30	43	0	298.7	8.961											
154	Coc San	Hydro		North	40	43	0	298.7	8.961											
155	Nam Chien 2	Hydro		North	32	43	0	298.7	8.961											
156	Thai An	Hydro		North	44	43	0	298.7	8.961											
157	Su Pan	Hydro	IPP	Song Da	North	35	43	0	298.7	8.961										
158	Ngoi Phat	Hydro		North	35	43	0	298.7	8.961											
159	Na Le	Hydro		North	90	43	0	298.7	8.961											
160	Nhan Hac	Hydro		North	45	43	0	298.7	8.961											
161	Nam Mu	RE		North	11	43	0	75	20											
162	Na Loi	RE		North	9	43	0	75	20											
163	Ho Ho	RE		North	18	43	0	75	20											

電源名称					MW	設備稼働率 (%)	Fuel cost (USDCents) / kWh	Capital charge (USD Year per kW)	O&M cost charge USD(Year per kW)	2010					2025									
										環境コストなし	CO2 0ドル/t	CO2 28.3ドル/t	CO2 80ドル/t	CO2 100ドル/t	CO2 200ドル/t	環境コストなし	CO2 0ドル/t	CO2 28.3ドル/t	CO2 80ドル/t	CO2 100ドル/t	CO2 200ドル/t			
164	Suoi Sap	RE			North	16	43	0	75	20														
165	Ban Coc	RE			North	18	43	0	75	20														
166	Nam Chim	RE			North	16	43	0	75	20														
167	Nam Dong	RE			North	22	43	0	75	20														
168	Minh Luong	RE			North	22	43	0	75	20														
169	Ho Bon	RE			North	18	43	0	75	20														
170	Seo Chung Ho	RE			North	22	43	0	75	20														
171	Chu Linh	RE			North	30	43	0	75	20														
172	Thuy dien nho mien Bac moi	RE			North	100	43	0	75	20														
173	Wind Turbine	RE			North	200	25	0	150	20														
174	Nam Mu (Lao)	Import			North	95	100	0	0	0														
175	PURCHASE 1&2 (TQ)	Import			North	820	100	0	0	0														
176	PURCHASE 220 (TQ)-250MW	Import			North	530	100	0	0	0														
177	Nhap khau TQ 500kV	Import			North	2500	100	0	0	0														

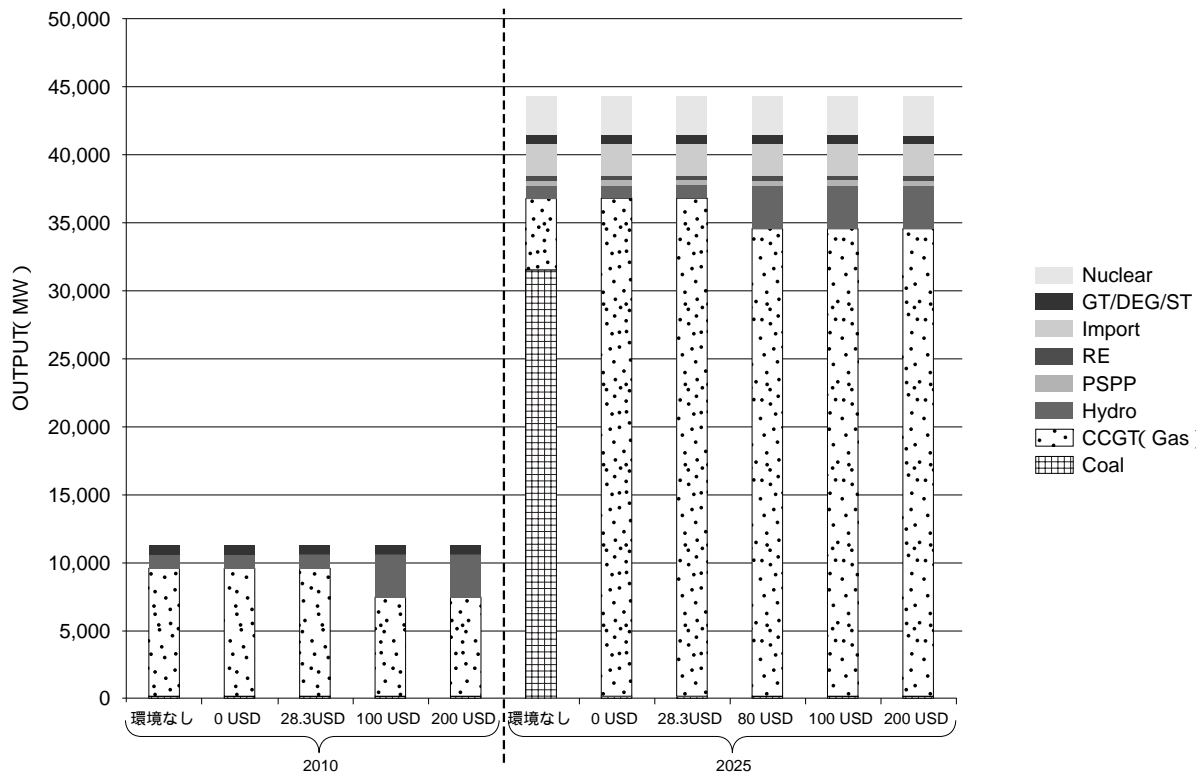
- 注 1：小水力では建設費をいかに小さくするかがポイントになるのでkW当たり500～1,000米ドル程度、機器寿命の観点から見ると15～20年、年間50～100米ドル程度である。本計算では、一律75米ドル（kW当たり 年当たり）とした。
- 注 2：風力発電の建設コストはkW当たり1,000～2,000米ドル程度、機器寿命の観点から見ると小水力で15～20年なので、年間100～200米ドル程度である。本計算では、一律150米ドル（kW当たり 年当たり）とした。
- 注 3：揚水発電の場合には間接的にCO₂、SO_x、NO_xを出しているが実際には基電源の発電でそれらは既にカウント済みのため、ダブルカウントを避けるため、揚水発電では無視をする。
- 注 4：揚水発電では揚水した水で発電するので総合効率の考え方を取り入れる。
86%が揚水時の効率、90%が発電時の効率で据付直後の効率であるが、揚水発電所は水車ランナーの磨耗等に伴い効率も低下するので、安全サイドに見て70%という低い効率を見た。
- 注 5：電源の選択肢としてCCGTと石炭を入れた。
- 出所：筆者作成。

5 - 2 - 2 ベトナム中南部の解析結果

(1) ベトナム中南部における炭素価格別電源構成

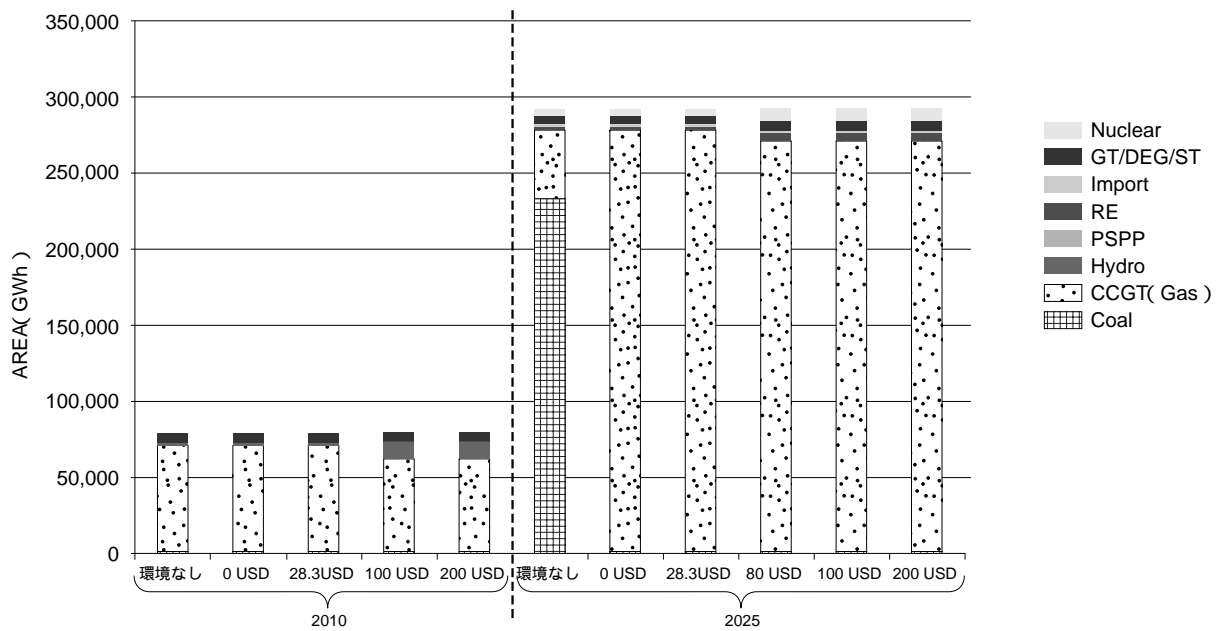
ベトナム中南部（2025年）においては、CO₂に価格がついた時点で、石炭より天然ガス（CCGT）がフルコストで有利となる。さらに28.3～80米ドル/tの間で水力の開発が有利となる。

図5 - 10 ベトナム中南部における炭素価格別の電源構成 (MW) 比較



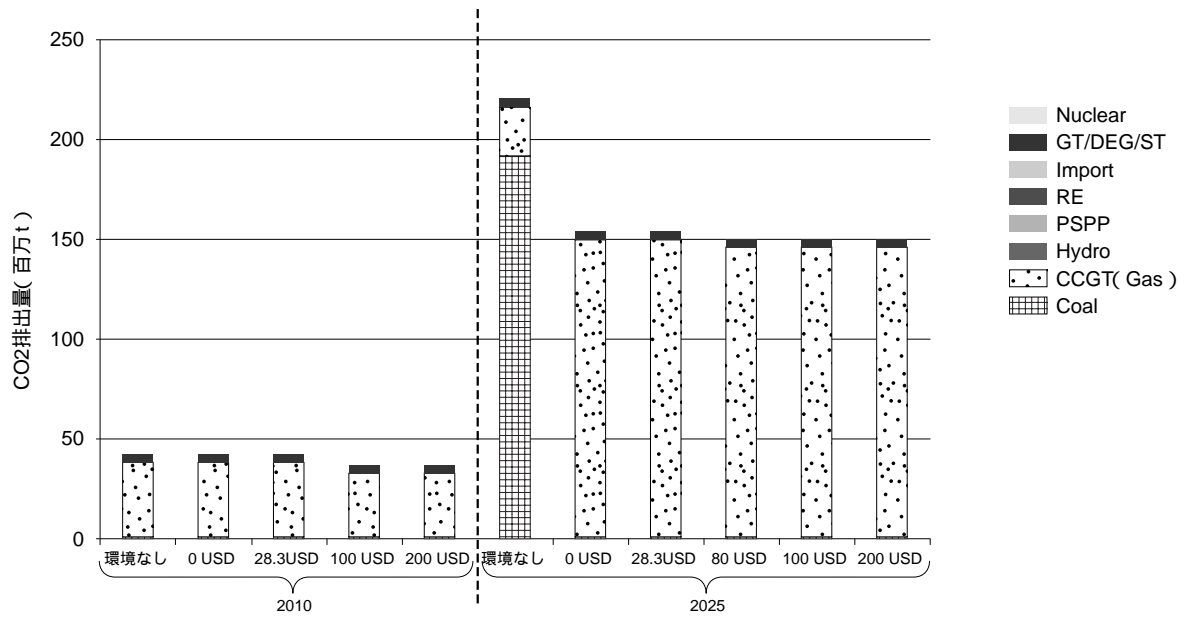
注:「環境なし」「0 USD」の説明については図5 - 3と同じ
出所:筆者作成。

図5 - 11 ベトナム中南部における炭素価格別の発電量構成 (GWh) 比較



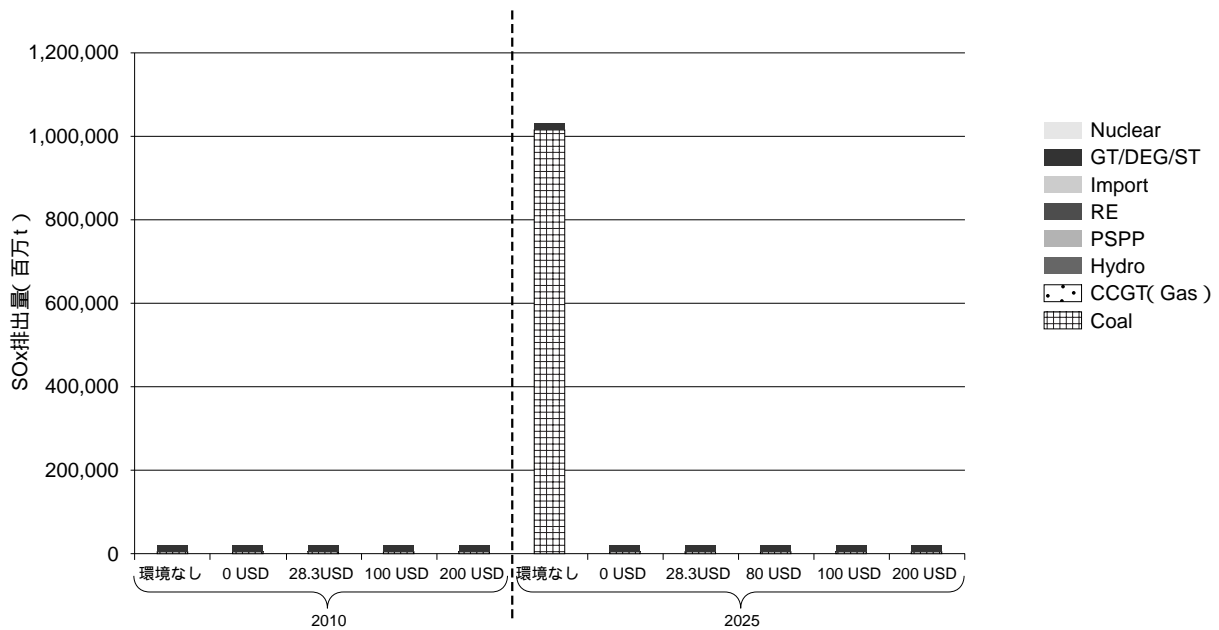
注:「環境なし」「0 USD」の説明については図5 - 3と同じ
出所:筆者作成。

図5 - 12 ベトナム中南部における炭素価格別のCO₂排出量比較



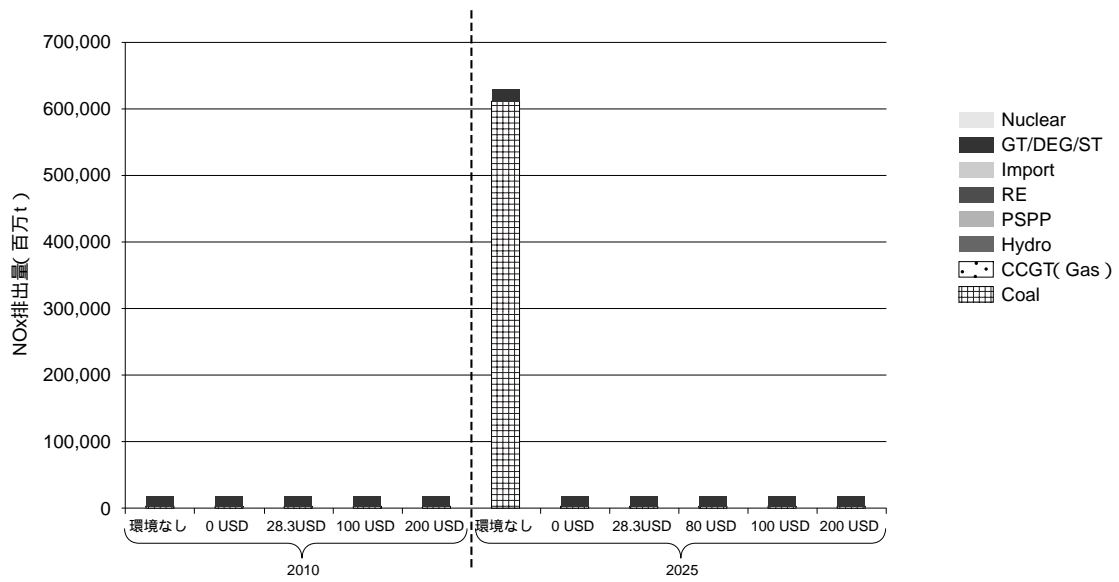
注：「環境なし」「0 USD」の説明については図5 - 3と同じ
出所：筆者作成。

図5 - 13 ベトナム中南部における炭素価格別のSO_x排出量比較



注：「環境なし」「0 USD」の説明については図5 - 3と同じ
出所：筆者作成。

図 5 - 14 ベトナム中南部における炭素価格別のNOx排出量比較



注：「環境なし」「0 USD」の説明については図 5 - 3 と同じ
出所：筆者作成。

ベトナム中南部で、本研究におけるシミュレーション結果をMOI Decision 110及びPDP 6thと比較すると、全体の需要は本研究における場合の方が抑え気味である。2010年では、水力と石炭の割合の違いはあるが、電源構成はほぼ同じとなる。2025年の「環境なし」ケースでは政府計画に比べ、本シミュレーションでは石炭の割合が大きくなり、逆に「CO₂200米ドル/t」ケースではガス発電の割合が大きくなる。

図 5 - 15 ベトナム中南部2010年比較

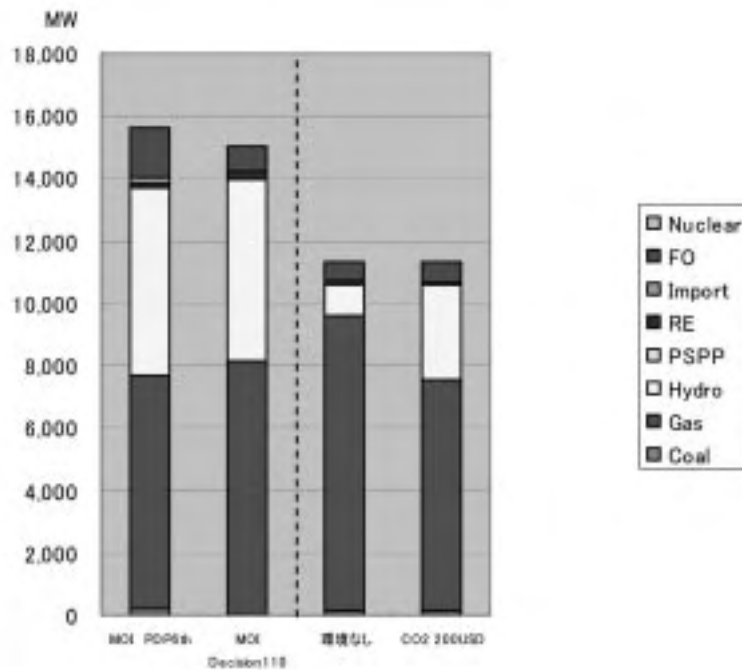
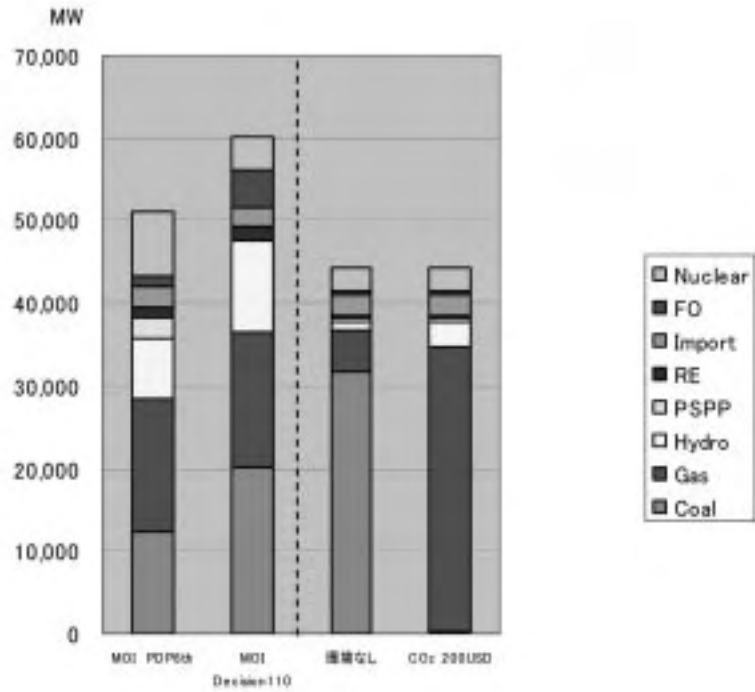


図 5 - 16 ベトナム中南部2025年比較



注 1 : MOI Decision 110のベトナム北部のBOT/IPPはすべてCoalに分類した。
 注 2 : MOI Decision 110のベトナム南部のBOT/IPPはすべてGasに分類した。
 注 3 : PDP 6thは設備出力 (JICAマスタープラン ファイルP5-29より)。

(2) ベトナム中南部における炭素価格別の採択リスト

表 5 - 5 にベトナム中南部における炭素価格別の採択リストを記載した。

表 5 - 5 ベトナム中南部における炭素価格別の採択リスト

プラント 番号	Location				MW	設備稼働率 (%)	Fuel cost (USD Cents/kWh)	Capital charge (USD Year per kW)	O&M cost charge (USD Year per kW)	2010					2025					
										環境コストなし	CO ₂ 0ドル / t	CO ₂ 28.3ドル / t	CO ₂ 100ドル / t	CO ₂ 200ドル / t	環境コストなし	CO ₂ 0ドル / t	CO ₂ 28.3ドル / t	CO ₂ 80ドル / t	CO ₂ 100ドル / t	CO ₂ 200ドル / t
1	Diesel	DO		Center	91	70	10.3	56.4	40.0											
2	Loc dau Dung Quat IPP PVN	FO		Center	104	6	10.3	88.1	16.0											
3	Can Tho	FO	GT	South	30	6	10.3	88.1	16.0											
4	Diesel	DO		South	62	70	10.3	56.4	40.0											
5	Thu Duc #4 GT	FO	GT	South	23	6	7.4	61.1	12.0											
6	Thu Duc #5 GT	FO	GT	South	15	6	7.4	61.1	12.0											
7	Thu Duc #6 GT	FO	GT	South	15	6	7.4	61.1	12.0											
8	Thu Duc #7 GT	FO	GT	South	33	6	7.4	61.1	12.0											
9	Thu Duc #8 GT	FO	GT	South	33	6	7.4	61.1	12.0											
10	Can Tho	FO	GT	South	120	6	7.4	61.1	12.0											
11	Hiep Phuoc (IPP) #1 ST	FO	GT	South	125	6	7.4	61.1	12.0											
12	Hiep Phuoc (IPP) #2 ST	FO	GT	South	125	6	7.4	61.1	12.0											
13	Hiep Phuoc (IPP) #3 ST	FO	GT	South	125	6	7.4	61.1	12.0											
14	Amata+Vedan+Bourbon	FO	GT	South	109	6	7.4	61.1	12.0											
15	Thu Duc #1 ST	FO	ST	South	33	80	5.6	90.0	8.0											
16	Thu Duc #2 ST	FO	ST	South	60	80	5.6	90.0	8.0											
17	Thu Duc #3 ST	FO	ST	South	60	80	5.6	90.0	8.0											
18	Phu My 2.1	Gas	Gas, GT	South	430	6	4.3	47.0	12.0											
19	Phu My 2.1 Extension	Gas	Gas, GT	South	450	6	4.3	47.0	12.0											
20	Phu My 4	Gas	Gas, GT	South	450	6	4.3	47.0	12.0											
21	Ba Ria GT #1	Gas	Gas, GT	South	20	6	4.3	47.0	12.0											
22	Ba Ria GT #2	Gas	Gas, GT	South	20	6	4.3	47.0	12.0											
23	BaRiaC/C#1GT3x37.5ST56	Gas	Gas, GT	South	160	6	4.3	47.0	12.0											
24	Ba Ria C/C#2 GT3x37.5MW, ST1x62M	Gas	Gas, GT	South	170	6	4.3	47.0	12.0											
25	O Mon I #1	Gas	Gas, GT	South	300	80	3.5	99.0	18.0											
26	O Mon I #2	Gas	Gas, GT	South	300	80	3.5	99.0	18.0											
27	CCGT m.Trung 1	Gas	CCGT	Center	330	70	2.5	72.7	29.7											
28	CCGT m.Trung 2	Gas	CCGT	Center	330	70	2.5	72.7	29.7											
29	Phu My 1	Gas	CCGT	South	1090	70	2.5	72.7	29.7											
30	Phu My 2.2 BOT EDF, TEPCO, Sumitomo	Gas	CCGT	South	720	70	2.5	72.7	29.7											
31	Phu My 3 BOT Kansai,	Gas	CCGT	South	720	70	2.5	72.7	29.7											
32	Tang CS Phu My	Gas	CCGT	South	72	70	2.5	72.7	29.7											
33	Nhon Trach I CC IPP PVN	Gas	CCGT	South	450	70	2.5	72.7	29.7											
34	Nhon Trach II CC IPP PVN	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
35	Nhon Trach III CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
36	O Mon II	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
37	O Mon III #1	Gas	CCGT	South	330	70	2.5	72.7	29.7											
38	O Mon III #2	Gas	CCGT	South	330	70	2.5	72.7	29.7											
39	O Mon IV	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
40	Ca Mau I CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
41	Ca Mau II CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
42	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
43	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
44	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
45	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
46	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
47	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
48	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
49	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
50	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
51	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
52	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
53	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											
54	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7											

プラント番号	Location				MW	設備稼働率 (%)	Fuel cost (USD Cents/kWh)	Capital charge (USD Year per kW)	O&M cost charge (USD Year per kW)	2010					2025									
										環境コストなし	CO ₂ 0ドル/t	CO ₂ 28.3ドル/t	CO ₂ 100ドル/t	CO ₂ 200ドル/t	環境コストなし	CO ₂ 0ドル/t	CO ₂ 28.3ドル/t	CO ₂ 80ドル/t	CO ₂ 100ドル/t	CO ₂ 200ドル/t				
55	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
56	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
57	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
58	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
59	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
60	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
61	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
62	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
63	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
64	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
65	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
66	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
67	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
68	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
69	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
70	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
71	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
72	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
73	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
74	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
75	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
76	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
77	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
78	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
79	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
80	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
81	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
82	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
83	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
84	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
85	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
86	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
87	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
88	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
89	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
90	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
91	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
92	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
93	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
94	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
95	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
96	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
97	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
98	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
99	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
100	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
101	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
102	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
103	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
104	New CC	Gas	CCGT	South	750	70	2.5	72.7	29.7															
105	New Coal Imported 600MW	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22															
106	New Coal Imported 600MW	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22															
107	New Coal Imported 600MW	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22															
108	New Coal Imported 600MW	Coal-imp		Center	600	70	1.9	121.2	22															

プラント 番号	Location			MW	設備 稼働 率 (%)	Fuel cost (USD Cents/ kWh)	Capital charge (USD Year per kW)	O&M cost charge (USD Year per kW)	2010					2025						
									環境 コスト なし	CO ₂ 0ドル /t	CO ₂ 28.3ドル /t	CO ₂ 100ドル /t	CO ₂ 200ドル /t	環境 コスト なし	CO ₂ 0ドル /t	CO ₂ 28.3ドル /t	CO ₂ 80ドル /t	CO ₂ 100ドル /t	CO ₂ 200ドル /t	
109	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	Center	600	70	1.9	121.2	22												
110	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	Center	600	70	1.9	121.2	22												
111	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600	70	1.9	121.2	22.0												
112	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600	70	1.9	121.2	22.0												
113	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600	70	1.9	121.2	22.0												
114	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600	70	1.9	121.2	22.0												
115	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600	70	1.9	121.2	22.0												
116	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600	70	1.9	121.2	22.0												
117	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600	70	1.9	121.2	22.0												
118	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600	70	1.9	121.2	22.0												
119	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600	70	1.9	121.2	22.0												
120	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600	70	1.9	121.2	22.0												
121	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600	70	1.9	121.2	22.0												
122	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600	70	1.9	121.2	22.0												
123	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
124	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
125	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
126	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
127	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
128	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
129	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
130	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
131	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
132	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
133	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
134	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
135	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
136	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
137	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
138	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
139	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
140	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
141	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
142	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
143	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
144	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
145	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
146	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
147	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
148	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
149	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
150	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
151	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
152	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
153	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
154	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
155	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
156	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
157	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
158	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
159	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
160	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
161	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												
162	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000	70	1.9	121.2	22.0												

プラント 番号	Location			MW	設備 稼働 率 (%)	Fuel cost (USD Cents) /kWh	Capital charge (USD Year per kW)	O&M cost charge USD (Year per kW)	2010					2025								
									環境 コスト なし	CO ₂ 0ドル /t	CO ₂ 28.3ドル /t	CO ₂ 100ドル /t	CO ₂ 200ドル /t	環境 コスト なし	CO ₂ 0ドル /t	CO ₂ 28.3ドル /t	CO ₂ 80ドル /t	CO ₂ 100ドル /t	CO ₂ 200ドル /t			
163	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp		South	1000	70	1.9	121.2	22.0													
164	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp		South	1000	70	1.9	121.2	22.0													
165	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp		South	1000	70	1.9	121.2	22.0													
166	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp		South	1000	70	1.9	121.2	22.0													
167	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp		South	1000	70	1.9	121.2	22.0													
168	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp		South	1000	70	1.9	121.2	22.0													
169	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp		South	1000	70	1.9	121.2	22.0													
170	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp		South	1000	70	1.9	121.2	22.0													
171	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp		South	1000	70	1.9	121.2	22.0													
172	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp		South	1000	70	1.9	121.2	22.0													
173	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp		South	1000	70	1.9	121.2	22.0													
174	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp		South	1000	70	1.9	121.2	22.0													
175	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp		South	1000	70	1.9	121.2	22.0													
176	ND Than Nong Son	Coal-dom		Center	30	70	1.5	121.2	22.0													
177	Formosa	Coal-dom		South	150	70	1.5	121.2	22													
178	DHN #1	Nuclear		South	1000	70	0.3	187.3	85.0													
179	DHN #2	Nuclear		South	1000	70	0.3	187.3	85.0													
180	DHN #3	Nuclear		South	1000	70	0.3	187.3	85.0													
181	DHN #4	Nuclear		South	1000	70	0.3	187.3	85.0													
182	Yaly	Hydro	M&L Hydro	Center	720	43	0	298.7	8.961													
183	Song Hinh	Hydro	M&L Hydro	Center	70	43	0	298.7	8.961													
184	Vinh Son	Hydro	M&L Hydro	Center	66	43	0	298.7	8.961													
185	Se San 3	Hydro	M&L Hydro	Center	260	43	0	298.7	8.961													
186	Se San 3A	Hydro	M&L Hydro	Center	108	43	0	298.7	8.961													
187	Quang Tri	Hydro	M&L Hydro	Center	64	43	0	298.7	8.961													
188	Plei Krong	Hydro	M&L Hydro	Center	100	43	0	298.7	8.961													
189	Song Ba Ha	Hydro	M&L Hydro	Center	220	43	0	298.7	8.961													
190	A Vuong	Hydro	M&L Hydro	Center	210	43	0	298.7	8.961													
191	Binh Dien	Hydro	M&L Hydro	Center	44	43	0	298.7	8.961													
192	Buon Kuop	Hydro	M&L Hydro	Center	280	43	0	298.7	8.961													
193	Buon Tua Strah	Hydro	M&L Hydro	Center	85	43	0	298.7	8.961													
194	La Ngau	Hydro	M&L Hydro	Center	38	43	0	298.7	8.961													
195	Huong Dien (Co Bi)	Hydro	M&L Hydro	Center	54	43	0	298.7	8.961													
196	EaKrong Hnang	Hydro	M&L Hydro	Center	65	43	0	298.7	8.961													
197	An Khe-Ka Nak	Hydro	M&L Hydro	Center	163	43	0	298.7	8.961													
198	Serepok 3	Hydro	M&L Hydro	Center	220	43	0	298.7	8.961													
199	Song Con 2	Hydro	M&L Hydro	Center	53	43	0	298.7	8.961													
200	Se San 4	Hydro	M&L Hydro	Center	360	43	0	298.7	8.961													
201	Song Tranh 2	Hydro	M&L Hydro	Center	160	43	0	298.7	8.961													
202	DakDrinh	Hydro	M&L Hydro	Center	100	43	0	298.7	8.961													
203	Song Boung 4	Hydro	M&L Hydro	Center	165	43	0	298.7	8.961													
204	A Luoi	Hydro	M&L Hydro	Center	150	43	0	298.7	8.961													
205	Song Boung 2	Hydro	M&L Hydro	Center	108	43	0	298.7	8.961													
206	Serepok 4	Hydro	M&L Hydro	Center	70	43	0	298.7	8.961													
207	Thuong Kon Tum	Hydro	M&L Hydro	Center	220	43	0	298.7	8.961													
208	Dak Mi 4	Hydro	M&L Hydro	Center	210	43	0	298.7	8.961													
209	Vinh Son II	Hydro	M&L Hydro	Center	110	43	0	298.7	8.961													
210	Dac Mi 1	Hydro	M&L Hydro	Center	210	43	0	298.7	8.961													
211	Song Boung 5	Hydro	M&L Hydro	Center	85	43	0	298.7	8.961													
212	Suoi Vang	RE	Small Hydro	Center	10	43	0	75	20													
213	Ry Ninh	RE	Small Hydro	Center	9	43	0	75	20													
214	Dray Hling	RE	Small Hydro	Center	28	43	0	75	20													
215	Hchan	RE	Small Hydro	Center	12	43	0	75	20													
216	H'mun	RE	Small Hydro	Center	15	43	0	75	20													

プラント番号	Location				MW	設備稼働率 (%)	Fuel cost (USD Cents) /kWh	Capital charge (USD Year per kW)	O&M cost charge USD (Year per kW)	2010					2025						
										環境コストなし	CO ₂ 0ドル /t	CO ₂ 28.3ドル /t	CO ₂ 100ドル /t	CO ₂ 200ドル /t	環境コストなし	CO ₂ 0ドル /t	CO ₂ 28.3ドル /t	CO ₂ 80ドル /t	CO ₂ 100ドル /t	CO ₂ 200ドル /t	
217	Ea Rong Rou	RE	Small Hydro	Center	28	43	0	75	20												
218	Thuy dien nho mien Trung 1	RE	Small Hydro	Center	45	43	0	75	20												
219	Thuy dien nho mien Trung 2	RE	Small Hydro	Center	72	43	0	75	20												
220	Thuy dien nho mien Trung moi	RE	Small Hydro	Center	100	43	0	75	20												
221	Dien gio, nhiet luong tai tao	RE	Wind	Center	100	20	0	150	20												
222	Xe Ka man 3 (Lao)	Import	From Lao PDR	Center	248	100	0	0	0												
223	Xe Ka man 1 (Lao)	Import	From Lao PDR	Center	390	100	0	0	0												
224	Se Kong 4 (Lao)	Import	From Lao PDR	Center	464	100	0	0	0												
225	Se Kong 5 (Lao)	Import	From Lao PDR	Center	485	100	0	0	0												
226	Nam Kong 1	Import	From Lao PDR	Center	405	100	0	0	0												
227	Da Ninh	Hydro	M&L Hydro	South	168	43	0	298.7	8.961												
228	Tri An	Hydro	M&L Hydro	South	400	43	0	298.7	8.961												
229	Thac Mo	Hydro	M&L Hydro	South	150	43	0	298.7	8.961												
230		Hydro	M&L Hydro	South	75	43	0	298.7	8.961												
231	Ham Thuan	Hydro	M&L Hydro	South	300	43	0	298.7	8.961												
232	Da Mi	Hydro	M&L Hydro	South	177	43	0	298.7	8.961												
233	Can Don	Hydro	M&L Hydro	South	72	43	0	298.7	8.961												
234	Srok PhuMieng	Hydro	M&L Hydro	South	51	43	0	298.7	8.961												
235	Bac Binh	Hydro	M&L Hydro	South	35	43	0	298.7	8.961												
236	Dai Ninh	Hydro	M&L Hydro	South	300	43	0	298.7	8.961												
237	Dak Rthih	Hydro	M&L Hydro	South	72	43	0	298.7	8.961												
238	Dong Nai 3	Hydro	M&L Hydro	South	180	43	0	298.7	8.961												
239	Dong Nai 4	Hydro	M&L Hydro	South	340	43	0	298.7	8.961												
240	Da Dang 2 (34MW)	Hydro	M&L Hydro	South	34	43	0	298.7	8.961												
241	Dam Bri	Hydro	M&L Hydro	South	72	43	0	298.7	8.961												
242	Dong Nai 2	Hydro	M&L Hydro	South	78	43	0	298.7	8.961												
243	Dong Nai 5	Hydro	M&L Hydro	South	140	43	0	298.7	8.961												
244	PSPP	Hydro	PSPP	South	3600	10	0	76.7	7.5												
245	Da Dang- Dachamo	RE	Small Hydro	South	16	43	0	75	20												
246	Bao Loc-Da Siat	RE	Small Hydro	South	37	43	0	75	20												
247	Thuy dien mien Nam moi	RE	Small Hydro	South	300	43	0	75	20												
248	Dien gio, nhiet luong tai tao	RE	Wind	South	150	20	0	150	20												
249	Nhap khau Campuchia (Ha So San 2)	Import	From Cambodia	South	420	100	0	0	0												

注1：小水力では建設費をいかに小さくするかがポイントになるのでkW当たり500～1,000米ドル程度、機器寿命の観点から見ると15～20年、年間50～100米ドル程度である。本計算では、一律75米ドル（kW当たり年当たり）とした。

注2：風力発電の建設コストはkW当たり1,000～2,000米ドル程度、機器寿命の観点から見ると小水力で15～20年なので、年間100～200米ドル程度である。本計算では、一律150米ドル（kW当たり年当たり）とした。

注3：揚水発電の場合には間接的にCO₂、SO_x、NO_xを出しているが実際には基電源の発電でそれらは既にカウント済みのため、ダブルカウントを避けるため、揚水発電では無視をする。

注4：揚水発電では揚水した水で発電するので総合効率の考え方を取り入れる。
86%が揚水時の効率、90%が発電時の効率で据付直後の効率であるが、揚水発電所は水車ランナーの磨耗等に伴い効率も低下するので、安全サイドに見て70%という低い効率で見た。

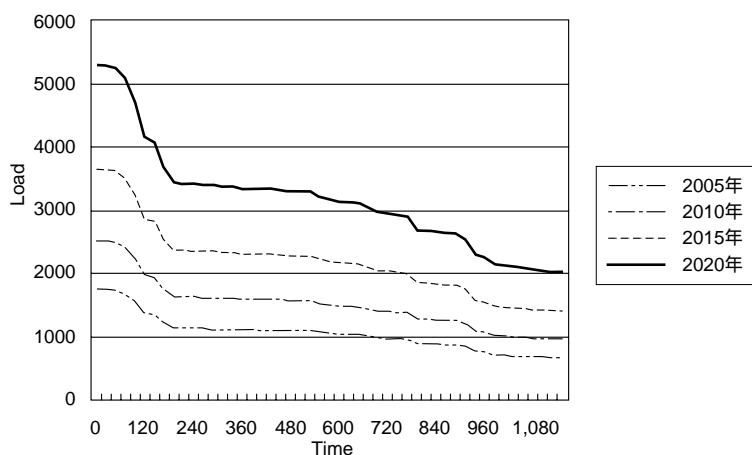
出所：筆者作成。

6 . スリランカにおけるフルコストモデル

6 - 1 モデルの前提条件

スリランカにおける需要想定は“ Generation Expansion Plan-2005 ”のBase Load Forecastに基づき、Peak (MW) は2010年で2,517MW、2020年で5,306MW、負荷率 (LF) は55.2 (%) とした。

図 6 - 1 スリランカにおける今後の日負荷曲線



出所：CEB資料

IPP契約、及びCEB既設稼働プラントでCEBとの契約上2010年、2020年に稼働していると思われるプラントは表 6 - 1 の をつけたところである。

表 6 - 1 CEB 長期計画より

	2006年	2010年	2020年
Small Gas Turbines			
Diesel Sapugaskanda			
Diesel EXT. Sapugas			
Gas Turbine No7			
Lakdhanavi			
Asia Power			
KPS Combined Cycle			
AES Combined Cycle			
Colombo Power			
ACE Power Horana			
ACE Power Matara			
Heladhanavi			
ACE Power Embilipitiya			
Kerawalapitiya Ccy			

出所：Long Term Generation Expansion Plan(2006-2020) Annex 7.4.より筆者作成。

表 6 - 2 スリランカの燃焼データ (シミュレーション計算の前提)

機械	燃料	設備率 (%)	燃料コスト (US cents/kWh)	Capital charge (USD.G.kW)	Fixed O&M USD.G.kW	燃料コスト (US cents/kWh)
GT(A)	Auto Diesel	6	15.9	86.2	4.44	0.281
Small thermal	Auto Diesel	6	15.9	126.9	8.496	0.212
GT(B)	Auto Diesel	6	11.61	73	6.456	0.431
GT(C)	Auto Diesel	6	9.88	86.2	4.08	0.233
GT(D)	Auto Diesel	6	8.76	49.9	4.872	0.231
Diesel	FO	6	4.81	126.9	33.59	1.22
CC(A)	Auto Diesel	65	5.52	76.0	3.696	0.257
CCGT	Gas	65	5.52	76.0	3.696	0.257
CC	Auto Diesel /Napha	65	5.24	93.3	4.884	0.349
CC(B)	Auto Diesel	65	5.24	231.0	4.884	0.349
Diesel(A)	FO	6	4.86	126.9	47.808	0.6167
Diesel(B)	FO	6	4.84	126.9	57.076	0.5933
Diesel(C)	FO	6	4.75	126.9	12.828	0.5946
Barge	FO	6	4.62	126.9	68.076	0.6687
Diesel(D)	FO	6	4.16	126.9	6.18	0.8468
Diesel(E)	RO	6	4.01	126.9	81.552	0.941
Diesel(F)	RO	6	3.89	126.9	39.672	0.9552
Diesel(G)	RO	6	3.69	126.9	20.148	0.653
CC	Napha	65	2.88	125.5	20.76	0.158
ST	Coal	70.0	1.59	134.7	4.716	0.232
Hydro(新設)		43.0	-	298.7	4.032	0.425
Hydro(extention)		43	-	67.1	4.032	0.425

注 : CEB資料より筆者作成。

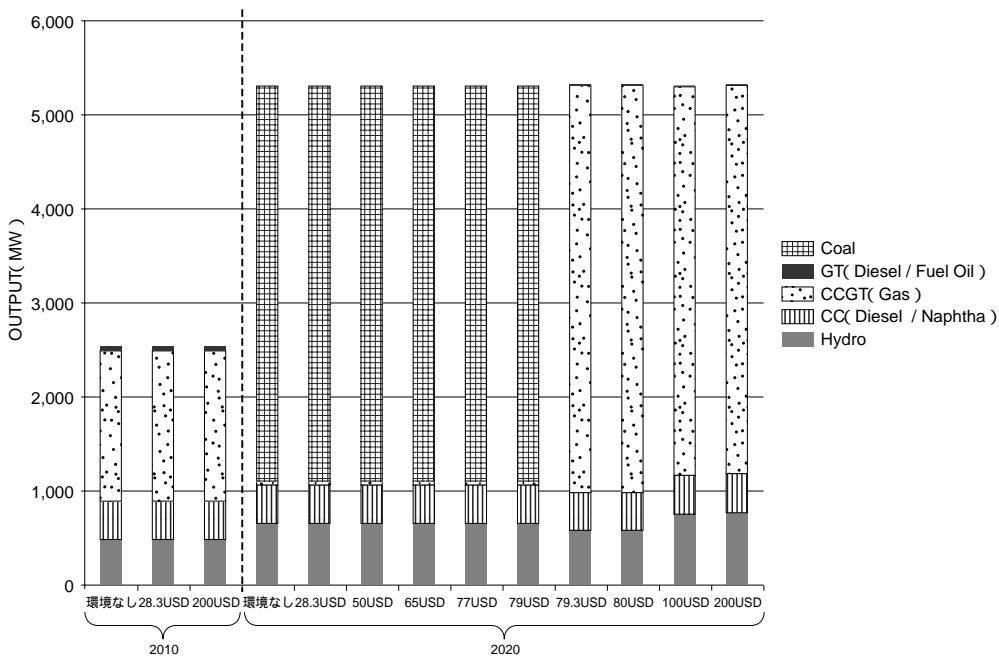
6 - 2 スリランカの解析結果

6 - 2 - 1 スリランカにおける炭素価格別電源構成

2020年の段階で、CO₂の価値が79米ドル / tを超えた段階で、電源構成が、石炭よりCCGT〔ガス〕を用いたほうが環境要素も考慮した場合は、コストミニマムとなる。さらにCO₂の価値が100米ドル / tを超えた段階で、大規模水力開発のメリットが出てくる結果になっている。

スリランカ (2020年) においては、CO₂価格が79~79.3米ドル / tの間で石炭より天然ガス (CCGT) がフルコストで有利となる。さら80~100米ドル / tの間で水力 (拡張) の開発が有利となる。100~200米ドル / tの間では新設の水力の開発が有利となる。

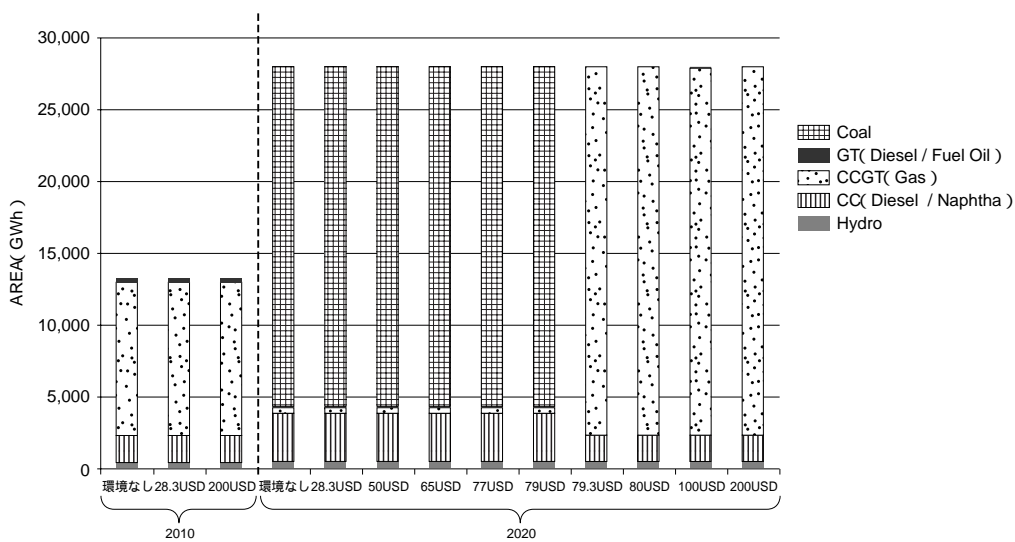
図6 - 2 スリランカにおける炭素価格別の電源構成 (MW) 比較



注1 : 「環境なし」とは、CO₂、SO_x、NO_xを内部コストとして入れていない従来の経済費用最小コスト
 注2 : 「0 USD」とは、SO_x、NO_xの価格だけを内部コストとして入れて、CO₂の価値はゼロとしたもの。
 これ以外はCO₂に価格をつけたもの。

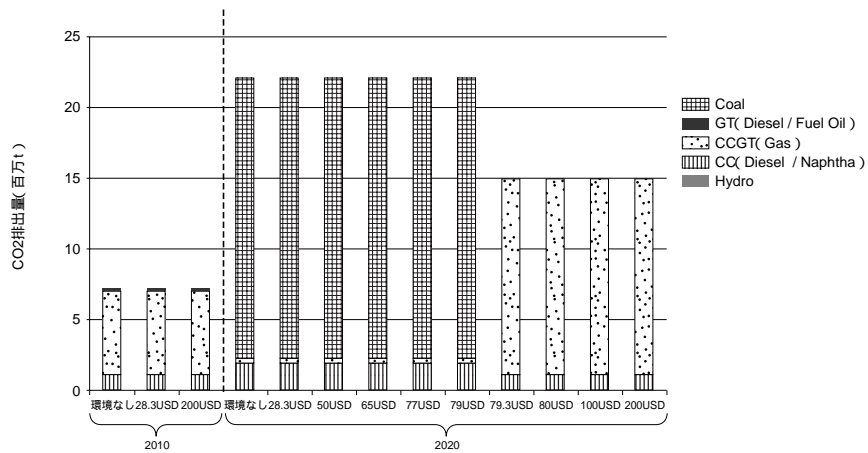
出所：筆者作成。

図6 - 3 スリランカにおける炭素価格別の発電量構成 (GWh) 比較



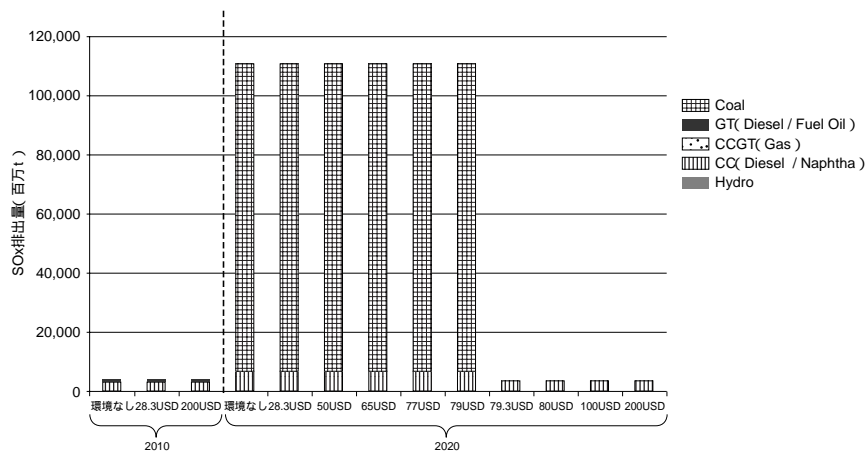
注 : 「環境なし」「0 USD」の説明については図6 - 2と同じ
 出所：筆者作成。

図 6 - 4 スリランカにおける炭素価格別のCO₂排出量比較



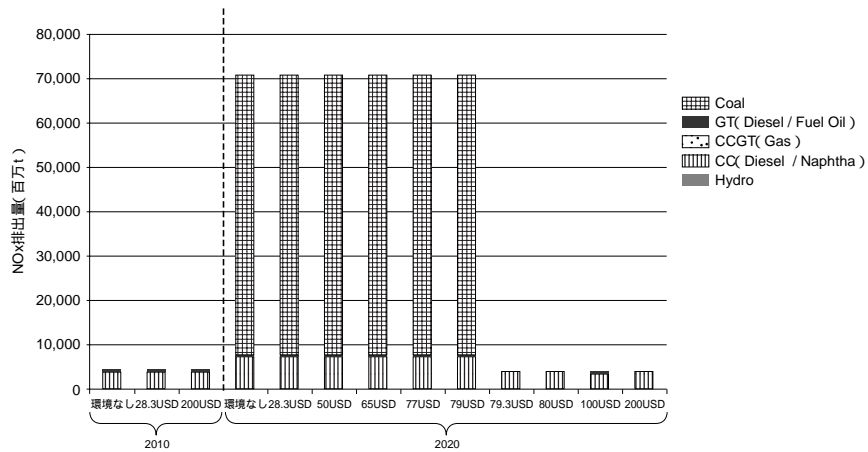
注：「環境なし」「0 USD」の説明については図 6 - 2 と同じ
出所：筆者作成。

図 6 - 5 スリランカにおける炭素価格別のSO_x排出量比較



注：「環境なし」「0 USD」の説明については図 6 - 2 と同じ
出所：筆者作成。

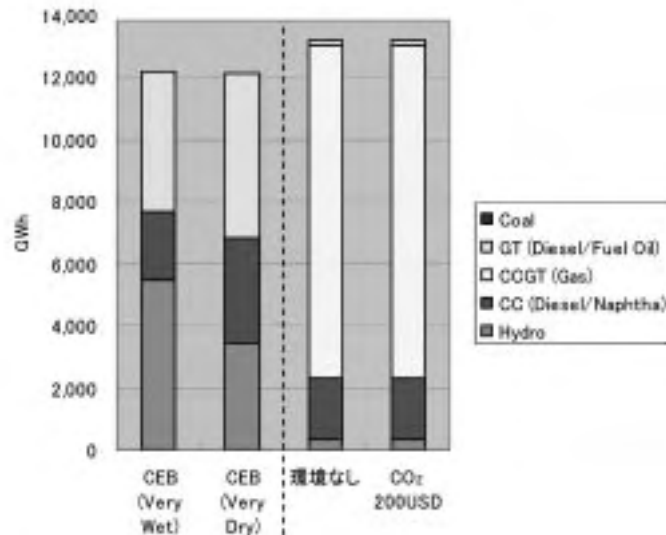
図 6 - 6 スリランカにおける炭素価格別のNO_x排出量比較



注：「環境なし」「0 USD」の説明については図 6 - 2 と同じ
出所：筆者作成。

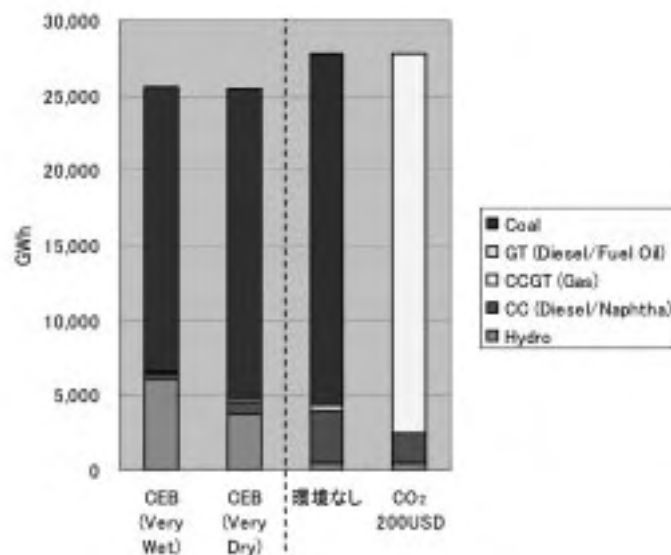
本研究におけるシミュレーション結果をスリランカ国マスタープラン（CEB作成）と比較すると、全体需要量は計画値と大きな違いはない。本研究結果は2010年では水力の割合が小さく、天然ガスCCGTが大きなシェアを占めるようになってきている。これはCCGTがその導入が期間的に早くできるためである。2020年では、水力が大きく減るのは2010年と変わらないが、「環境考慮なし」ケースでは石炭発電がCEB計画同様大きなシェアを占める。CO₂の価値を200米ドル/トンとすると、石炭発電がそのままCCGTに代替される。

図 6 - 7 スリランカ2010年比較



出所：筆者作成。

図 6 - 8 スリランカ2020年比較



出所：筆者作成。

6 - 2 - 2 スリランカにおける炭素価格別の採択リスト

表 6 - 3 にスリランカにおける炭素価格別の採択リストを記載した。

表 6 - 3 スリランカにおける炭素価格別の採択リスト

プラント 番号	Existing/ Future	CEB/ IPP	Location	Installed capacity (MW)	Type	Fuel used	設備 利用率 (%)	Fuel price (US\$/kWh)(B)	Capital Charge USD per KW per year(D)	2010		2020															
										環境 コスト なし (28.3)	環境 コスト あり (28.3)	環境 コスト なし	CO2 28.3 ドル/t	CO2 50 ドル/t	CO2 65 ドル/t	CO2 73 ドル/t	CO2 79 ドル/t	CO2 79.3 ドル/t	CO2 80 ドル/t	CO2 100 ドル/t	CO2 200 ドル/t						
1	Existing Power Plants	CEB	Kelanitissa (old)	75	120 MW GTGs	Auto Diesel	86.2	4.44	0.281																		
2	Existing Power Plants	CEB	Chunnakam	8	small thermal (DEG) Jaffna mini grid	Auto Diesel	126.9	8.50	0.212																		
3	New Power Plants		Unspecified	35	GT	Auto Diesel	73.4	6.46	0.4																		
4	Existing Power Plants	CEB	Kelanitissa (GT7) extension	115	115 MW GTG	Auto Diesel	86.2	4.08	0.233																		
5	New Power Plants		Unspecified	105	GT	Auto Diesel	49.9	4.87	0.2																		
6	Existing Power Plants	IPP	Lakdhanavi	22.5	DEG	Fuel Oil	126.9	33.59	1.22																		
7	New Power Plants	CEB	Kerawalapitiya	300	CC	Auto Diesel	76.0	3.70	0.3																		
8	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
9	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
10	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
11	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
12	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
13	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
14	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
15	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
16	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
17	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
18	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
19	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
20	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
21	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
22	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
23	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
24	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
25	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
26	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
27	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
28	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
29	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
30	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT	Gas	76.0	3.70	0.3																		
31	Existing Power Plants	IPP	Kelanitissa	165	AES CC (kelanitissa)	Auto Diesel (Naphsa/diesel)	93.3	4.88	0.3																		
32	Extension		Kelanitissa	55	CCGT	Auto Diesel	231.0	4.88	0.3																		
33	Existing Power Plants	IPP	ACE Matara	20	DEG	Fuel Oil	126.9	47.81	0.6167																		
34	Existing Power Plants	IPP	ACE Horana	20	DEG	Fuel Oil	126.9	50.08	0.5933																		
35	Existing Power Plants	IPP	ACE Embilipitiya	100	DEG	Fuel Oil	126.9	12.83	0.5946																		
36	Existing Power Plants	IPP	Barge (Colombo Power)	60	DEG	Fuel Oil	126.9	68.08	0.6687																		
37	Existing Power Plants	IPP	Heladhanavi	100	DEG	Fuel Oil	126.9	6.18	0.8468																		
38	Existing Power Plants	CEB	Sapugaskanda	72	Diesel	Residual Oil	126.9	81.55	0.941																		
39	Existing Power Plants	IPP	Asia Power	50.8	DEG	Residual Oil	126.9	39.67	0.9552																		
40	Existing Power Plants	CEB	Sapugaskanda	80	Diesel Ext.	Residual Oil	126.9	20.15	0.653																		

プラント 番号	Existing/ Future	CEB/ IPP	Location	Installed capacity (MW)	Type	Fuel used	設備 利用率 (%)	Fuel price (UScts/k Wh)(B)	Capital Charge USD per KW per year(D)	2010		2020											
										環境 コスト なし	環境 コスト あり (28.3)	200	環境 コスト なし	CO2 28.3 ドル/t	CO2 50 ドル/t	CO2 65 ドル/t	CO2 73 ドル/t	CO2 79 ドル/t	CO2 79.3 ドル/t	CO2 80 ドル/t	CO2 100 ドル/t	CO2 200 ドル/t	
41	New Power Plants	CEB	Kelanitissa (ccgt)	165	CC	Naphtha	125.5	20.76	0.158														
42	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	7.12	0.2														
43	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
44	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
45	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
46	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
47	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
48	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
49	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
50	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
51	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
52	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
53	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
54	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
55	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
56	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
57	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
58	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
59	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
60	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
61	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
62	New Power Plants		Trincomalee	300	Coal	Coal	134.7	4.72	0.2														
63	Existing Power Plants	CEB	All hydros (RoR)	293	RoR	-	298.7	4.032	0.425														
64	Existing Power Plants	CEB	All hydros (Resovoir)	852	Resovoir	-	298.7	4.032	0.425														
65	New Power Plants	CEB	Kukule	70	Hydro	-	298.7	4.03	0.425														
66	New Power Plants	CEB	Upper Kotmale	150	Hydro	-	298.7	4.03	0.425														
67	NEW Plants	CEB	Gin Gna	49	Hydro	-	339.7	4.03	0.4														
68	NEW Plants	CEB	Broadlands	35	Hydro	-	311.3	4.03	0.4														
69	NEW Plants	CEB	Uma Oya	150	Hydro	-	319.8	4.03	0.4														
70	NEW Plants	CEB	Moragolla	27	Hydro	-	371.8	4.03	0.4														
71	Extension		New Laxapana	72.5	Hydro	-	103.3	4.03	0.4														
72	Extension		Polpitiya	47.9	Hydro	-	94.9	4.03	0.4														
73	Extension		Victoria	210	Hydro	-	96.7	4.03	0.4														
74	Extension		Samanalawewa	120	Hydro	-	67.1	4.03	0.4														

注 1 : Kukule、Upper Kotmale、All hydros (RoR)、All hydros (Resovoir) の単位当たりコストは、便宜上Uma Oyaと同じ値に設定した。

注 2 : CCGT (300MW : ガス焼き) の主要コストは便宜上、CCGT (300MW : Auto Diesel、ナフサ焼き) と同じに設定した。

注 3 : Heat rate (kcal/kWh) はaverage incremental HR もしくはFull Load HRを使用した。

注 4 : Heat Rateをベースに効率を計算した。

注 5 : 予備率は20%を想定した。

注 6 : 設備利用率は以下のように設定した。

水力43%、石炭70%、ディーゼル70%、CCGT70%、GT 6 %

注 7 : 2010年に必ずいれるプラントは、Generation Expansion Plan

注 8 : CO2 79 ~ 79.3米ドル / t の間で石炭中心 CCGT中心の電力構造に変化する。

注 9 : 水力、石炭は2010年までに新設稼働は難しいため2010年の計算から外した。

出所 : 筆者作成。

表 6 - 4 スリランカ Air Emission 比較

(単位：1000 t / 年)

	データ出所	CO ₂	SO _x	NO _x	
2006	CEB	2974.8	51.72	36.13	
2010	CEB	5545.2	60.56	43.10	
	今回の計測	根拠なし	7033.0	3.84	4.50
		200USD/CO ₂ t	7033.0	3.84	4.50
2020	CEB	17475.4	92.88	43.10	
	今回の計測	環境なし	21736.0	110.7	70.9
		200USD/CO ₂ t	14869.2	3.41	4.0

出所：CEB資料を基に筆者作成。

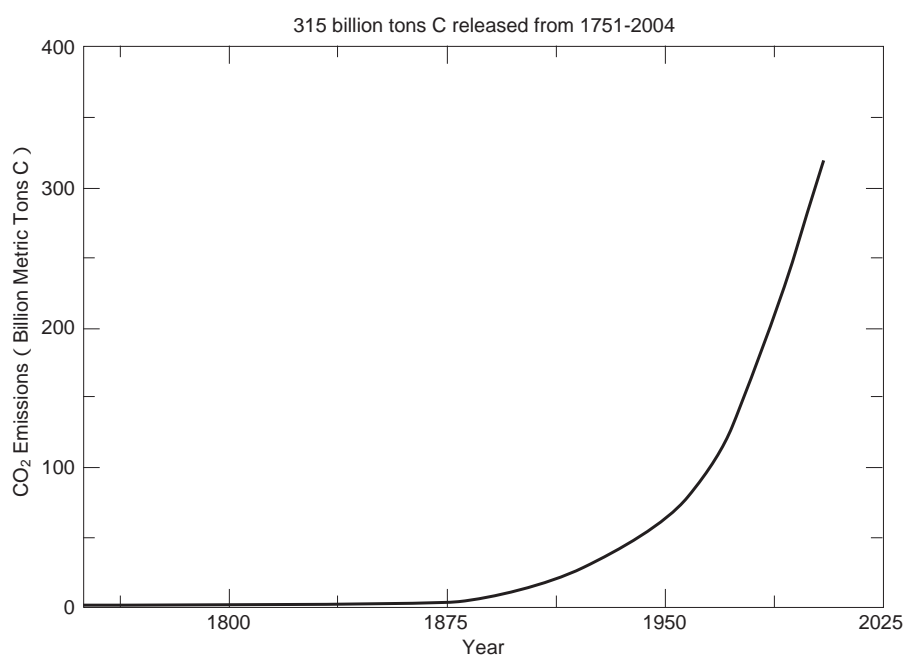
7 . 炭素価格の政策的意味と解釈

7 - 1 人類が排出してよい炭酸ガスの量

地球温暖化問題は、これまで我々が経験してきた地域限定的な環境問題とは根本的に異なる。それは、地球自体を崩壊から防ぐために、大気中の炭酸ガスの総重量を、人類が、一定限度内に管理（制限）できるかどうかという問題である。図7 - 1は化石燃料起源のCO₂累積量である。温暖化は年々の排出量ではなく過去の蓄積に大きく依存することから、年々の排出量を抑制することから得られる限界的社会的便益が小さい。しかしながら、産業革命以降、加速度的にCO₂は大気中に累積しており緊急の対策が必要となる。

図7 - 1 化石燃料起源のCO₂累積量

Global Cumulative Fossil-Fuel CO₂ Emissions



出所：CDIAC (Carbon Dioxide Analysis Center)

これまでの累積排出量で多いのは米国、旧ソ連、中国、ドイツ、英国であり、日本はその経済活動規模に比較して累積排出量は極めて少ない。

表 7 - 1 国別累積炭素排出量（産業革命以降）

	単位 (百万炭素 t)	単位 (億炭素 t)	単位 (億CO ₂ t)	人口 (2004)	GDP (2004) (constant 2000 US\$)	現在人口1人当たり 累積CO ₂ 排出量(t)	現在GDP当たり 累積CO ₂ 排出量(kg)
米国 (1800-2004)	87,856	879	3,221	293,655,400	10,703,900,000,000	1097	30
旧ソ連 (1830-2004)	35,760	358	1,311	281,266,362	484,905,977,000	2291	1,870
中国 (1899-2004)	24,181	242	887	1,296,157,000	1,715,000,000,000	68	52
ドイツ (1792-2004)	21,296	213	781	82,516,250	1,952,667,000,000	946	40
英国 (1751-2004)	19,561	196	717	59,834,300	1,590,527,000,000	1199	45
日本 (1868-2004)	12,244	122	449	127,763,000	4,866,286,000,000	351	9
フランス (1802-2004)	8,633	86	317	60,521,140	1,413,380,000,000	523	22
インド (1858-2004)	7,429	74	272	1,079,721,000	589,667,600,000	25	46
カナダ (1785-2004)	6,568	66	241	31,989,000	786,731,000,000	753	31
イタリア (1860-2004)	4,737	47	174	58,175,300	1,133,228,000,000	299	15
韓国 (1945-2004)	2,294	23	84	48,082,160	613,633,600,000	175	14
上記国の合計	230,559	2,306	8,454	3,419,680,912	25,849,926,177,000	265	33
上記以外の国の合計	84,873	849	3,112	2,950,319,088	9,350,073,823,000	98	32
世界全体	315,432	3,154	11,566	6,370,000,000	35,200,000,000,000	182	33

出所：CDIAC (Carbon Dioxide Analysis Center) より作成。

二酸化炭素濃度 (ppm) と気温上昇 () との直接的な因果関係は明らかになっていないが、関係がありそうだというのが、世界的な理解となっている。

表 7 - 2 二酸化炭素濃度と気温上昇

カテゴリー	二酸化炭素濃度 (ppm)	温室効果ガス濃度 (ppm (二酸化炭素換算))	産業革命からの 気温上昇 ()	二酸化炭素排出が ピークを迎える年	2050年における 二酸化炭素排出量 (%) (2000年比)
	350 - 400	445 - 490	2.0 - 2.4	2000 - 2015	- 85 to - 50
	400 - 440	490 - 535	2.4 - 2.8	2000 - 2020	- 60 to - 30
	440 - 485	535 - 590	2.8 - 3.2	2010 - 2030	- 30 to +5
	485 - 570	590 - 710	3.2 - 4.0	2020 - 2060	+10 to +60
	570 - 660	710 - 855	4.0 - 4.9	2050 - 2080	+25 to +85
	660 - 790	855 - 1130	4.9 - 6.1	2060 - 2090	+90 to +140

出所：IPCC WG 第4次報告書

これから人類が排出してもよい炭酸ガスの総量は、いわば「負の公共財」なので、適切にその排出を管理・分配する必要がある。人類の排出できるCO₂は7353億 t。このため、現在の排出量では人類はあと61年 (7353/120) しか、現在の状況で生存できない。

表 7 - 3 人類の排出できるCO₂t

	温室効果ガス濃度 (二酸化炭素換算ppm)	大気中に漂ったストック		大気中へのフロー	
		CO ₂ t	炭素 t	差 (CO ₂ t)	差 (炭素 t)
産業革命前	280ppm	21900億	6000億		
現在	381ppm	29799億	8164億	7899億	2164億
地球が崩壊しない限度	475ppm	37152億	10179億	7353億	2015億

注 1：1 炭素 t = 44/12 CO₂ t

注 2：CO₂ 1ppmの重量 = 80億CO₂ t

注 3：人類による排出は230億CO₂ t (63億炭素 t)、自然吸収が110億CO₂ t (31億炭素 t)。このため、毎年大気中に滞留するCO₂は120億 t (32億炭素 t)。

出所：筆者作成。

7 - 2 炭素の社会的価格と規制方式

炭素制約社会においては、炭酸ガス排出は地球温暖化を招き、大きな損失（外部不経済）を引き起こす。このため、炭素に価格がつき、それがだんだん上昇していくことは、市場メカニズムを通じて低炭素経済が浸透していくための、重要な前提である。

では、どの程度の炭素価格が社会にとって望ましいのであろうか？

Newberry (2007) はカーボンの社会的コストSCC (Social Cost of Carbon) にふれており、カーボンが地球温暖化を通して社会におけるダメージだけでなく、社会に対する倫理的価値の重要性を強調している。

Stern Review¹⁰では、SCCはBAUケースの2006年価格で、312米ドル / 炭素 t (85米ドル / CO₂ t) としている。これは石炭のコストを4倍にすることになる。(EUAでは70~180米ドル / 炭素 t : 19.1~49米ドル / CO₂ t で取引されている。) IPCCは原子力、CCS、洋上風力、バイオマスのほとんどは、カーボン価格が75~185米ドル / 炭素 t (20~50米ドル / CO₂ t) になれば経済的になるとしている。

再生可能エネルギーのRPSのCO₂換算価値は以下のものである。日本の排出係数を0.357kg-CO₂/kWhと仮定すると現在の取引水準である5円 / kWhのRPS¹¹クレジット=14,000円 / t-CO₂ (122米ドル / t-CO₂)¹²となっている。

$$\left[\frac{5 \text{円} / \text{kWh}}{0.357 \text{kg} \cdot \text{CO}_2 / \text{kWh}} = 14 \text{円} / \text{kg} \right]$$

炭素の価格は、炭素税（石炭・石油・天然ガスの含む炭素の重量に応じて、出荷時に課税する）や、炭酸ガス排出権の市場価格によって決まる。排出権の価格が、不安定に変動すると企業は投資戦略を立てることが困難になる。そこで安定的な炭素価格の水準を、設定することが必要となる。Stern Review (2006)¹³は、より、安定化したカーボン価格の必要性を説いている。これにより、低カーボン技術に対する投資を促進することができるとしている。Roque et al. (2006) は再生可能エネルギー事業者や原子力事業者は、volatileな限界燃料コストやカーボン価格によって電力価格リスクにさらされていると指摘している。

炭素の総量を規制するには、課税と規制による取引がある。前者では価格の管理はできるが、総量の管理ができない。逆に後者の方法では総量を管理できるが価格が管理できない。前者の手法が炭素税で後者の手法がCap & Trade¹⁴である。

Cap & Tradeを導入している欧州連合 (European Union: EU) では、既に排出権は、需要の弾力性を柔軟にさせる効果が指摘されている。Newberry (2007) は排出マーケットの効用としてガスプラントのコストが石炭火力に比して高くなるにつれて、石炭火力のシェアが急速に拡大していることを指摘している。このため、電力事業のCO₂排出量は拡大する結果となっている。このため、ガス価格が上がると石炭火力の需要が増え、EUA (EU emission allowance) の需要が拡大するので、EUA価格が上がる。このため、ガスに比して石炭のコストが上がり、電力事

¹⁰ Stern Review (2006) PXVI, p. 287

¹¹ グリーン証書 (再生可能エネルギー証書) 取引システム

グリーン証書とは、再生可能エネルギーにより発電された電力量を証明する証書でありkWhと環境価値を独立に取引する。RPS法対象の新エネルギーは中長期的には自立し、既存エネルギーと経済的に競合できることが求められている。環境価値分はグリーン電力証書など別のスキームで貨幣価値換算される可能性もある。

¹² 1米ドル=114円

¹³ Stern Review (2006) box15.3, p. 337

¹⁴ 規制をかけ、ある限度を越える炭酸ガスの排出は「違法」となる。その裏返しとして、ある限界までの排出は保護されて「権利」となり、商品として価値をもつ。このように、規制が商品価値を生む仕組みを、キャップ・アンド・トレードという。

業者が、ガス価格上昇に拡大して石炭からガスへ転換する程度を減らすことになる。

ここで、EUAの量（価格でなく）を固定化することで、ガスの需要弾力性は減ることになる¹⁵。

今後の世界全体での炭酸ガスの総量規制では、第一に、国際的にすべての国々が国際協定を結ぶことで、足並みをそろえて総量での削減目標達成を約束することが必要である。その上で、第二に国際的な取引を行う。第三に、どの国も、炭酸ガスの排出量を厳重に管理する仕組み（国内制度）を作る。今回提案した環境を配慮した最適電源構成もこの国際政策の一貫として進める。JICAの援助政策、資金支援もこの枠組みの中で、例えば、被援助国に温暖化排出係数を決め、達成させるようなセクターアプローチを取ることで、中国やインドによる石炭発電プラントの拡大に対抗していくことが求められよう。

¹⁵ 例：ガスの需要がEUAの価格メカニズムを通してガス価格に対してless sensitiveになる。

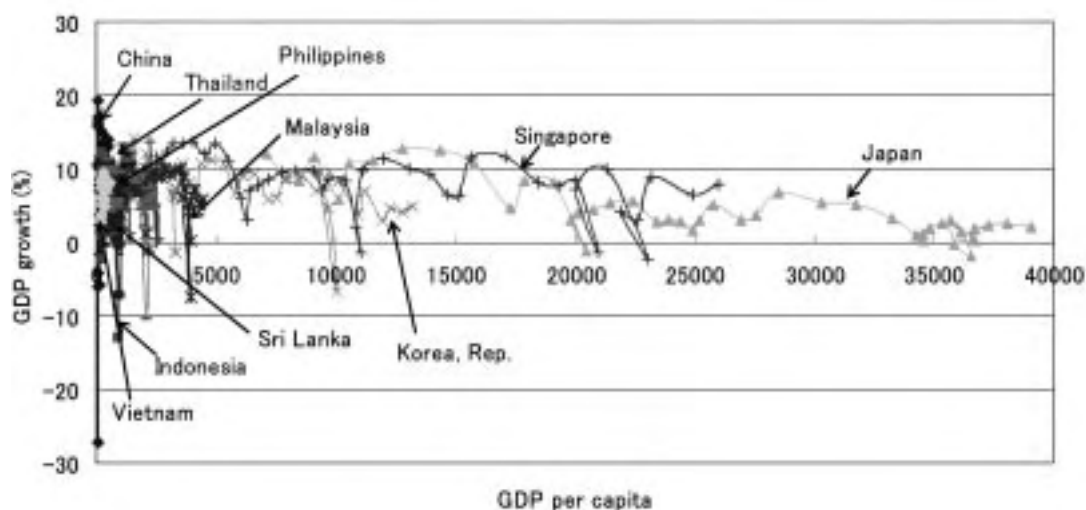
8 . 政策提言

8 - 1 経済発展と電力政策

経済発展の典型的なパターンは、図8 - 1、図8 - 2の韓国、タイ、マレーシアに見られるように、1人当たりGDPが伸びるに従いGDP成長率を上下させつつも、一定レベルを堅持し、GDPに占める製造業の比率を上げていくことにある。

ベトナム、スリランカはまさにこのパターンをとるべきであり、そのためには工業化に必要な電源の確保を行う必要がある。

図8 - 1 1人当たりGDPとGDP成長率

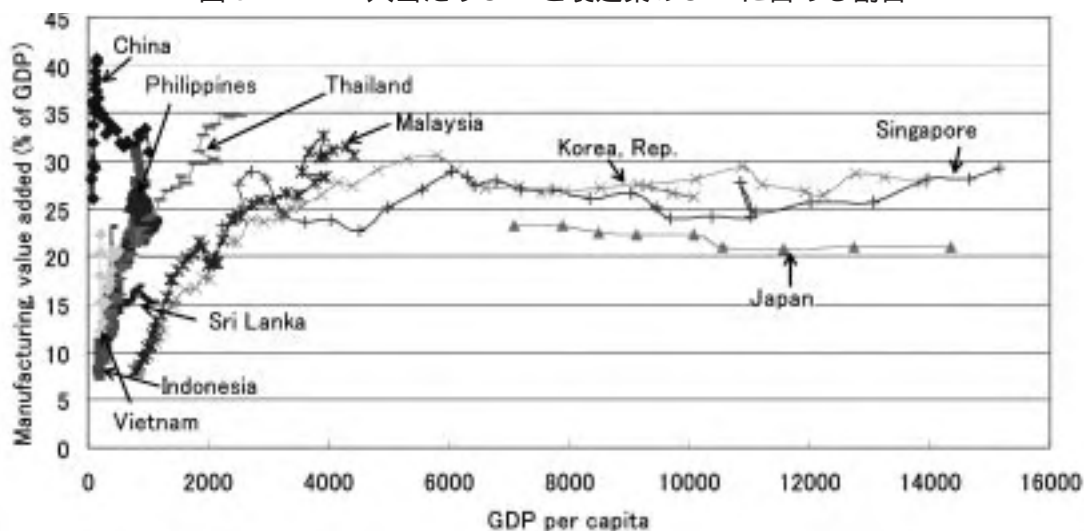


注1：1人当たりGDPは2000年米ドル固定価格

注2：1960～2006年

出所：WDI

図8 - 2 1人当たりGDPと製造業のGDPに占める割合



注1：1人当たりGDPは2000年米ドル固定価格

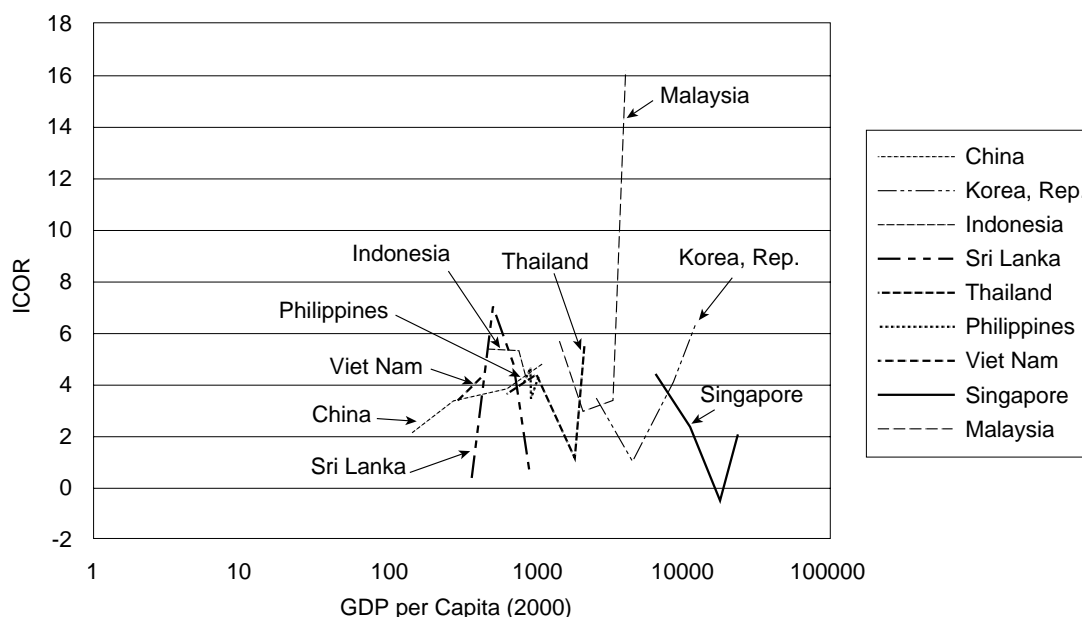
注2：1960～2006年

出所：WDI

開発途上国が経済成長するとき、限界資本係数（Incremental Capital-Output Ratio: ICOR）は、最初は高く、やがて経済が成熟するとICORは低下してきて安定した値に落ち着くという傾向がある。ICORとは、1単位のGDPの増加をもたらすのに必要とされる投資額である。式で表すと $ICOR = I / \Delta Y$ となる。

ICORは小さいほど投資効率が良くなる。ICORの変化は需要動向、設備利用率の動き、技術進歩率などによって決まってくる¹⁶。開発途上国は同じ成長率を実現するために、当初は多くの投資の対GDPが必要であるが（投資の生産性が低くICORが高い）、経済発展初期に外国の資本と技術を導入すると、投資の生産性が高くなり、ICORが低下する。さらにその後、先進国への成長過程に入るに従い、GDP 1単位を増加させるのに多くの投資が必要となりICORが上がることになる（図8 - 3）。つまり、これは発展初期には先進国からの技術を導入することができ、また資本の限界生産力が大きいので成長率が高いが、先進国に追いつくにつれて導入する技術が減り、資本の限界生産力も低下するためである。

図8 - 3 GDP per CapitaとICOR



注1：各国5つの点をとっている。1970～1979年、1980～1989年、1990～1999年、2000～2004年

注2：例外として、韓国は2000～2003年

インドネシア 1979～1989年、1978年以前はなし

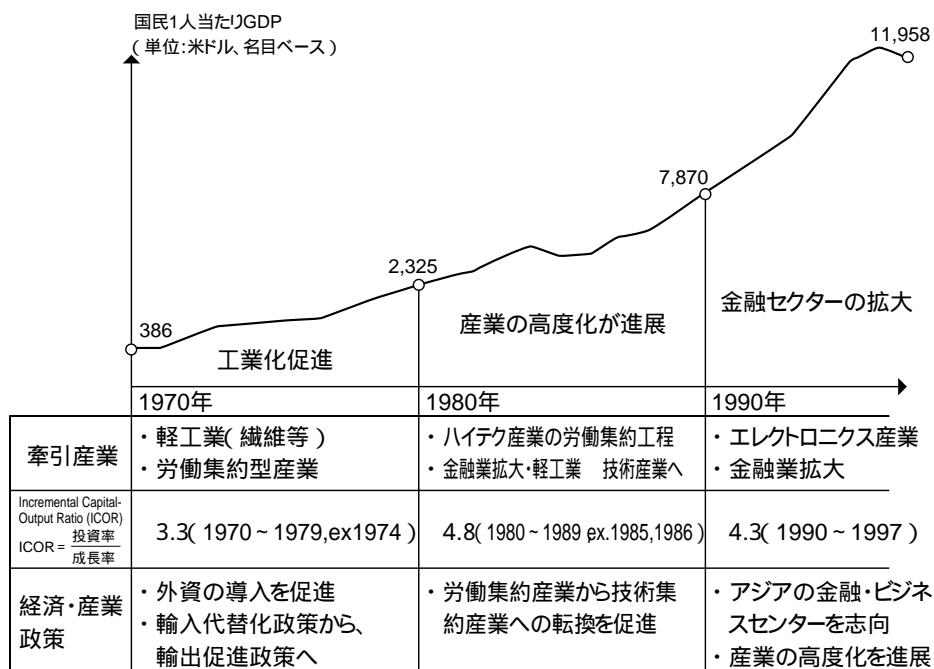
ベトナム 1984～1989年、1983年以前はなし

出所：WDI

図8 - 4は台湾の経済発展の経緯を図示したものである。1970年代の外資導入促進と労働集約工業から、1980年はハイテク産業の労働集約工業、1990年はエレクトロニクス産業を中心とした産業構造の高度化という経過をたどってきた。現在のベトナムは台湾の1970年代から1980年に入るといったところ、スリランカは1960年代以前の状況であろう。この発展パターンをとるには安定した電源確保が必要であり、このためにも天然ガスを中心とした急速な事業発展に負荷追従できる電源確保が必要となる。

¹⁶ 小浜（1992）

図 8 - 4 台湾の経済発展の経緯



出所：著者作成。

8 - 2 ベトナムにおける今後の電力政策

ベトナムにおける電力基本政策は、ベース電力に原子力を利用し、十分環境対策を行いながら天然ガス・石炭火力を調整可能な電力とし、今後増設する水力発電を有効利用し、風力発電の可能性も考えながら政策を考えていくこと、がベトナムにおける2025年に向けたエネルギー政策であると考えられる。

具体的には、

南北間の長距離電力輸送によるロスを防ぐように、大需要地周辺で電力供給が行えるように地域電源開発を進める。

国内資源を活用しつつ、大気汚染防止、地球温暖化防止の環境問題の面から、さらなる水力発電の開発、原子力発電の開発導入に比重をおくとともに、乾期の電力供給不足に効果のある火力発電では、環境負荷を改善した石炭ガス化プラントや天然ガスプラントを中心に、手当てする。

(1) 電源の基本的な方針

ベトナムにおける経済発展に従い、エネルギー需要が急速に増加することも考えられるため、これに負荷追従し、電力を供給できる運転パターンを持つ電源（天然ガス）が必要である。

電力供給の基本シナリオは、

ベースロード：原子力、水力、石炭

ミドルロード：ガス焼き天然ガスCCGT

ピークロード：石油・ディーゼル（ただし古い発電設備の廃棄）

になると思われる。安全保障上から電源燃料多様化がより必要になってくる。

(2) 電力化率

電力化率¹⁷をIEAのデータから試算（最終需要部門と転換部門を合計）すると、中国32.29%、米国36.33%、日本39.32%、EU30.87%に比べ、ベトナムでは15.365%であり、まだまだ低い値となっている。エネルギーの変換効率をよくし、電力化率を上げていくことが必要であろう。

(3) 各電源別政策

1) 水力発電政策

ベトナムには、豊富な水力資源が存在しており、これも環境と周辺国との調和（水利権の問題や環境問題）を配慮した上で、電源構成に追加すべきである。CO₂排出を抑える点からも水力発電は有効である。水力の開発可能量は20,560MWであるため、本計算では、この数値を2030年においても最大とした。

2) 石炭火力発電政策

ベトナムでは同国に豊富に産出する無煙炭を使った微粉炭ボイラー発電が多いが、今後は国内に産出する無煙炭の良質のものは輸出に回されるため、国内産の低質の亜炭、褐炭等を使わざるを得なくなる。このため、石炭を継続して使用する場合は、IGCCにより石炭使用量を減らすほか、CCSにより、発電所などの排ガスからCO₂を回収、地中にそのCO₂を押し込んで貯留する以外、2004年と同水準のCO₂レベルを維持することは不可能である（しかし、その分、石炭の発電コストが20～80%増加する）。

3) 天然ガス

天然ガスは現在、国内需要にのみ使用しており、今後の経済を支えるだけの量があるか不明である。しかしながら、パイプラインで供給するにも消費が近隣国になく（タイは自国とミャンマー）LNGにするだけのガス埋蔵量がない。天然ガスも現在は国内用であるが、需要増に対応できなくなる場合も予想される。ベトナムの経済の発展によってはLNGでの輸入も考えられよう。

4) 再生可能エネルギー

再生可能エネルギーはローカルな資源なので、太陽光発電、風力発電、バイオマス発電も系統が延長されない地方では有効な電源である。風力は季節や、日変動が大きい。台風の影響もある。ベトナムで導入する場合は台風への対策のできた風車を導入すべきである。

ベトナムが産出する籾殻では運輸用の石油代替エネルギーにするには効率が悪い。籾殻を流動床ボイラーで、燃焼するか、石炭と混焼するのがせいぜいである。

再生可能エネルギー使用は、そのコスト高や、系統電源との関係により初めて安定した運転を行うことができることに注意しなければならない。系統側の対応として全供給=全需要の制約を満たすため、系統側の調整電源（石炭等）が出力運転の必要がある。系統関係に伴う外部コストは日本の場合、石油火力で10～15円/kWh程度である。系統関係時には、出力変動自然エネルギーは常に、系統電源に対して高コストとなる。したがって、高機能のバッテリーの開発等で、出力安定化を図り、このコストが調整電源よりも低いコストであることが必要となる。

¹⁷ 一次エネルギーの供給量のうち発電用に投入されたエネルギー量（電力に転換するときのエネルギーロス量が含まれている）の割合

8 - 2 - 1 ベトナム北部における電力政策の方向性

ベトナム北部における現状

- ・ 乾季の電力不足
- ・ 石炭発電所で環境装置がつけられていない等、環境問題への対応が遅れている。
- ・ クリーンエネルギーの比重を高めることが課題となっている

ベトナム北部のエネルギー政策

- ・ 水力、石炭を基礎電力として供給
- ・ 石炭消費の割合を減らす
- ・ 新エネは積極的に育成

ベトナム北部エネルギー産業の課題

- ・ 分散した負荷に効率よく電力を供給するシステムの構築
- ・ 将来的に産業を誘致した際の電源構成
- ・ 環境電源の安定性(信頼度)向上
- ・ 化石燃料による発電設備に対し環境装置の導入

本研究における提案

- (1) 石炭依存を小さくし、天然ガスの利用を開始する。
 - ・ 石炭発電から天然ガスに燃料転換可能なものは政策面のサポートも含め、早急に進める。
 - ・ 都市部では天然ガスコンバインドサイクルによる大型発電設備の導入により効率が悪く環境に対しても悪影響のある中小のディーゼルや石炭火力発電設備の廃棄を早める。
 - ・ 石炭による汚染問題への対策として、クリーン・コールの利用、高性能の除塵施設の導入をすすめる。
- (2) 天然ガスを利用したエネルギー転換と産業振興、地域振興
 - ・ 天然ガスを用いてパイプライン周辺のエネルギー転換を図ると同時にガス資源を活用した化学工業等の産業振興、地域振興を図る。

2025年における姿(3Eの達成)

- ・ 石炭中心の電源構成から天然ガス中心の電源構成への移行に成功する。
- ・ 石炭も環境対策の優れたものを導入し、熱供給も併用することにより、エネルギーの高効率利用が実現する。同時にCCSも初期導入を図る。

出所：著者作成。

8 - 2 - 2 ベトナム南部における電力政策の方向性

ベトナム南部における現状

- ・ 電力供給は需要に対応できているが環境問題への対応が遅れている。また、クリーンエネルギーの比重を高めることが課題となっている。

ベトナム中南部のエネルギー政策

- ・ 大型の基幹発電所を集中して建設し、計画的に原子力発電を発展させる。
- ・ 積極的にベトナム北部及び隣国からの水力発電の電力を受け取り、南海の石油・天然ガス資源の実地調査と採掘・利用を早める。
- ・ 大幅にエネルギーを節約し、エネルギーの使用効率を高める。

ベトナム南部エネルギー産業の課題

- ・ IPP等民活の導入
- ・ 成熟した産業向けの高品質な電力の提供
- ・ 広域系統連系
- ・ リニューアブル電源の本格導入
- ・ 化石燃料による発電設備に対し環境装置の導入

本研究における提案

- (1) 石油依存を少なくし、天然ガスの利用を高める。
 - ・ 石油からガスに燃料転換可能なものは政策面のサポートも含め早急に進める。
 - ・ 都市部では天然ガスコンバインドサイクルによる発電設備の導入により効率が悪く、環境に対しても悪影響のある石油ディーゼル発電設備の廃棄を早める。
- (2) エネルギー需要の伸びが急速の場合、天然ガス導入により対処する。
 - ・ 製造業の拡大により高品質の電力が大量に必要となる新規電源は負荷追従のしやすい天然ガスを用いることにより、電力供給不足により産業の育成に支障がないようにする。
- (3) 原子力の利用を拡大する。
- (4) ホーチミン市近郊にLNG受け入れステーションと天然ガスのパイプネットワークを建設する。輸入した液化天然ガスは発電、民用、工業、商業に利用する。
- (5) 風力発電設備等を供給予備力相当まで導入する。

2025年における姿（3Eの達成）

- ・ 天然ガス中心の電源構成から石炭、天然ガス、原子力、水力のバランスのとれた電源構成への移行に成功する

出所：著者作成。

8 - 3 スリランカにおける電力政策の方向性

スリランカにおける現状

- ・ ピーク時における電力不足が深刻

スリランカのエネルギー政策

- ・ 電力は水力発電と石炭火力発電で賄い、ディーゼル発電は減少もしくは廃棄していく方向。

スリランカエネルギー産業の課題

- ・ 水力発電の将来計画（導入量を増加した場合の安定供給）
- ・ 化石燃料による発電設備に対し環境装置の導入

本研究における提案

- (1) 水力を中心とし、石炭依存を少なくし、天然ガスの利用を高める
 - ・ 水力の新規電源開発は優先的に行う。
 - ・ 石油、ディーゼルからガスに燃料転換可能なものは政策面のサポートも含め急速に進める。
 - ・ 都市部では天然ガスコンバインドサイクルによる大型発電設備の導入により効率が悪く、環境に対しても悪影響のある中小のディーゼル発電設備及びボイラの廃棄を早める。
 - ・ 石炭を導入した場合の汚染問題への対策として、クリーン・コールの利用、高性能の除塵施設の導入をすすめる。
- (2) 天然ガスを活用したエネルギー転換と産業振興、地域振興
 - ・ 天然ガスを用いてパイプライン周辺のエネルギー転換とガス資源を活用した化学工業等の産業振興、地域振興を図る。
- (3) 風力発電設備等を供給予備力相当まで導入する。

2020年における姿（3Eの達成）

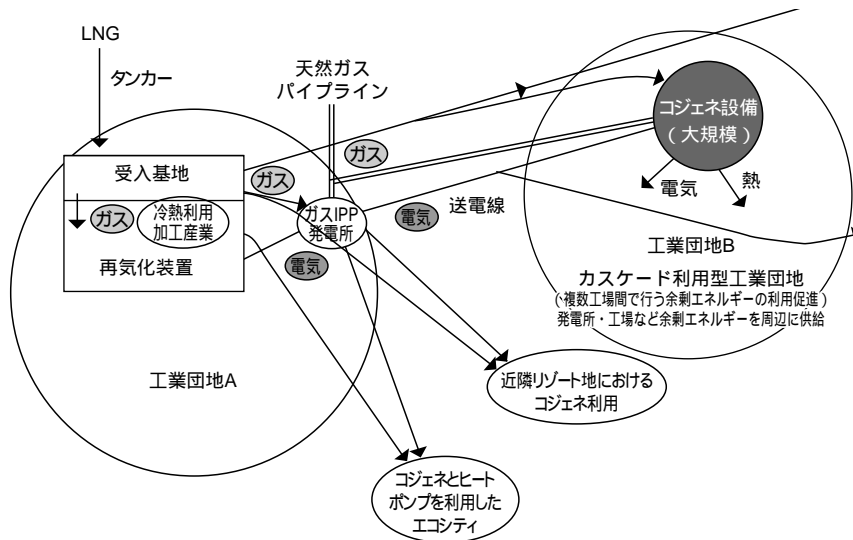
- ・ 水力とディーゼル中心の電源構成から水力、天然ガス、石炭のベストミックス電源構成への移行に成功する

出所：著者作成。

8 - 4 天然ガス戦略

天然ガスは都市の再開発に合わせて天然ガス、ヒートポンプ¹⁸、コージェネレーション¹⁹といった新しい技術を着入することができ、石炭火力よりも広く産業振興、地域振興に資することができる。図8 - 5は天然ガスを利用した地域開発の理想イメージ図である。

図8 - 5 天然ガスを利用した地域開発の理想イメージ図



出所：筆者作成。

コージェネレーションを導入するねらいと効用は、Box 8 - 1のようである。

ただし、ベトナムやスリランカの場合は水力の電源構成比に占める割合が高いため、天然ガスを燃焼して電力と熱需要をつくることは、電力と熱の必要量と時間のバランスがとれない場合は逆にCO₂が増加することもあるので、その導入にあたっては十分な検討が必要となる。

天然ガスネットワークを起点とする次世代エネルギー利用システムの構築において、コージェネレーション、燃料電池、水素製造ステーションが核となっていく。

ベトナムにおいても、スリランカにおいても基礎電源として天然ガスを導入しない場合、この技術イノベーションから取り残されていくことになる。

¹⁸ ヒートポンプは、空気、河川水、海水、下水、地中熱など、様々な熱源の持つエネルギーをくみ上げ、利用目的に合わせて必要とする温度レベルの温熱や冷熱の熱エネルギーに高効率で変換する。そこではヒートポンプを駆動する電気やガスのエネルギーの何倍もの熱エネルギーをくみ上げ利用する。ヒートポンプの利用分野は家庭やビルの空調から、工業的な利用までその範囲は極めて広く、温度レベルも冷凍倉庫の - 100 以下から、産業用の蒸気発生器の100 以上までカバーする。山崎博（2007）

¹⁹ コージェネレーションとは熱機関によって動力または電力を取り出し利用するとともに、熱機関から排出される排熱を回収して温水・冷水・蒸気などに有効利用する方法である。1つの一次エネルギー源から、2つ以上のエネルギーを作り出すことから「コージェネレーション」の名前がつけられている。高砂智之（2007）

Box 8 - 1 コージェネレーションを導入するねらいと効用

省エネルギー化による1次エネルギー使用量の低減、CO₂排出量の抑制、受電設備容量の軽減、使用電源の二重化による安定化、売電負荷の平準化、などが挙げられる。

コージェネレーションに使用される熱機関はガスエンジン、ディーゼルエンジン、ガスタービンなどの内燃機関が主力を占めている。コージェネレーションが新しいエネルギー利用の形態として省エネルギー性を発揮するためには、熱機関の駆動によって発生した電力と、回収排熱により製造した温水・冷水・蒸気などの熱エネルギーを共にフルに活用することが前提条件となる。

適用する最適な熱機関の種類は、電力や熱の需要規模、電力と熱の需要比率（熱電比）などによって選択される。普及実績をみるとガスエンジン、ディーゼルエンジンは電力需要が比較的小さい施設に、ガスタービンは電力需要及び熱需要が大きい施設に導入されている。

コージェネレーションの普及分野と利用形態に関しては産業用では化学、食品、機械、金属、電気機器など業種を問わず幅広く導入されており、発電電力は構内電力として使用するとともに、排熱回収により、上記を製造して生産工程で利用するケースが一般的である。また、民生用ではホテルや病院、店舗、事務所など、主に空調負荷、給湯需要などの熱需要の多い施設に導入されており、発電電力を建物内で使用するとともに、排熱回収により温水または水蒸気を製造して給湯や暖房に利用し、また吸収式冷凍機を介して冷房にも利用するのが一般的である。

コージェネレーションの適用により省エネルギー性が発揮されるためには先述の如く、回収した熱エネルギーをフルに活用できなければならず、内燃機関によるコージェネレーションではしばしば熱余剰となるため、有効な適用範囲が限られてきた。

都市再開発などと合わせて、その地域熱需要に対してまとめて熱供給を行う地域熱供給が徐々に増えつつある。そこでは、ヒートポンプのもつ高い熱効率が、河川水、下水などの未利用エネルギーを熱源に使うことで、さらに総合熱効率が高まり、経済性も有利となる。

- ・河川水熱：箱崎地区熱供給、中之島3丁目地区、小倉北区室町1丁目地区
- ・変電所廃熱：西鉄福岡駅再開発地区
- ・海水熱：福岡「シーサイドももち」
- ・下水熱：盛岡駅西口開発エコシティ、幕張新都心ハイテク・ビジネス地区

効率の高いヒートポンプ方式の地域冷暖房における総合熱効率（発電の燃料の持つエネルギー量に対して熱として最終的に利用されたエネルギー量）は、多くが1を超え、1.4に近い例もある。

ヒートポンプ利用では、電力単価が安く、CO₂発生量が少ない夜間電力利用がコスト面で重要である。

都市再生に合わせ、地域熱供給の導入や未利用エネルギーの活用を如何に高めるかが今後の課題である。

民生分野のCO₂排出量は増え続けているが、ヒートポンプの利用拡大による民生分野のCO₂排出量削減ポテンシャルは極めて大きい。

出所：高砂（2007）から引用。

図8-6 ネットワークを利用したエネルギーの面的な相互融通



8 - 5 石炭戦略

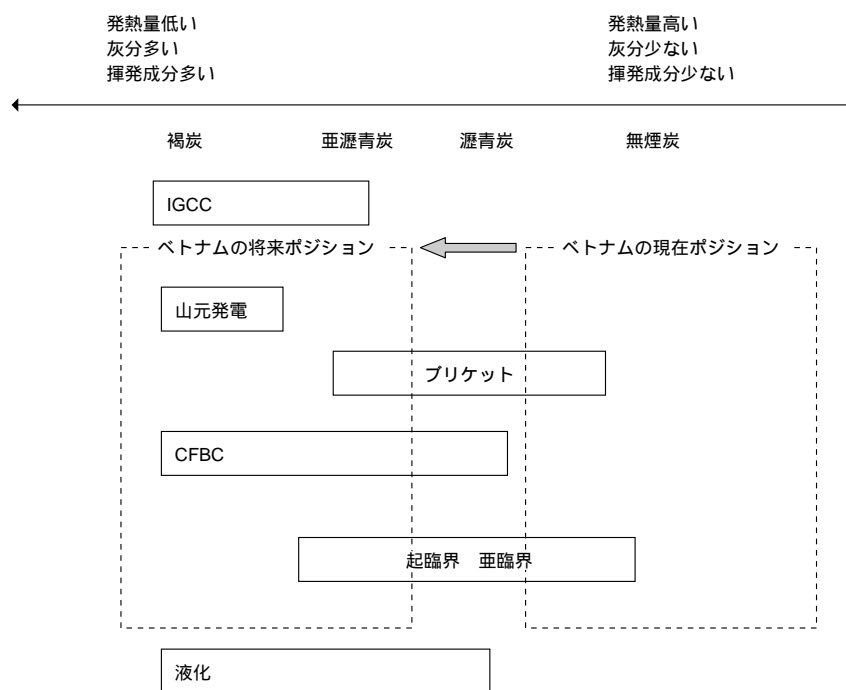
ベトナムでは北は輸出、南は輸入が基本であるが市場価格による。ベトナムの北部系統は石炭及び水力が中心であり、南部系統はガス火力が中心である。

ベトナムの現在の石炭の利用ポジションは表8-1、図8-7に示したように、国内の無煙炭を使ったCFBC、ブリケットであるが国内の亜瀝青炭の開発及び同国における経済発展等に伴い山元発電、超臨界USC、液化等も導入すると思われる。ベトナムにおけるIGCCと液化の導入は開発コストと時間が必要となる。

表8-1 ベトナムにおける石炭活用戦略

	短中期	長期
国内炭の活用	<ul style="list-style-type: none"> ・無煙炭（輸出分の残り） ・CFB ・微粉炭燃焼で亜臨界圧発電 	<ul style="list-style-type: none"> ・無煙炭（輸出分の残り） ・CFB ・（1,000MW以上）微粉炭燃焼でUSC ・紅河デルタの亜瀝青炭の開発が進めばIGCC、液化も可能性あり
輸出炭	無煙炭（良質炭）	無煙炭（良質炭）
R&Dの重点	CBM、CMM 未燃カーボンの処理	液化

図8-7 ベトナムにおける石炭導入技術マップ



- ・微粉炭燃料PCは予備燃料として重油でも燃焼できる。
 - ・CFBは燃料が固体燃料のみ。
 - ・液化には水素分が必要。
 - ・褐炭は発熱量が低く、灰分が多いため、輸送コストが他の炭種より大きく影響する。ガスの発熱量があまり高くないため長距離には向かず、従って山元で直接ボイラー燃焼が最適である。また、地域での配管網による供給にとどまる。
 - ・CWMは遠距離輸送のための方策であり、パイプラインの設置コスト、添加剤のコストの問題がある。
 - ・無煙炭は単純な炭素に近く、ガス化には向かない。浄化にも水素を添加しなければならず、コスト高になる。
- 出所：筆者作成。

石炭環境装置（参考：J-power）

日本においては1970年から今日に至るまで、クリーンコール技術の開発・発展によりSOx、NOx、PMについては大幅な減少を達成している。

表 8 - 2 日本におけるクリーンコール技術導入の歴史

	1970'	1980'	1990'	2000'	2002	Tachibanawan (Unit 1)	New Isogo (Unit 2)	Matsushima (Unit 1, 2)	Takasago (Unit 1, 2)
Two Stage Combustion									
SCR									
Low NOx Burner									
AH									
GGH				(Non leak)					
After burner									
ESP									
De SOx					(Dry)		(Dry)		
Emmission (flue Gas)									
SOx (ppm)	136	260	100	50	24	50	24	260	136
NOx (ppm)	300	300	60	45	10	45	20	300	300
PM (mg/m ³ N)	200	100	40	10	10	10	10	100	200

注：AH: Air Heater (燃焼用空気加熱器)

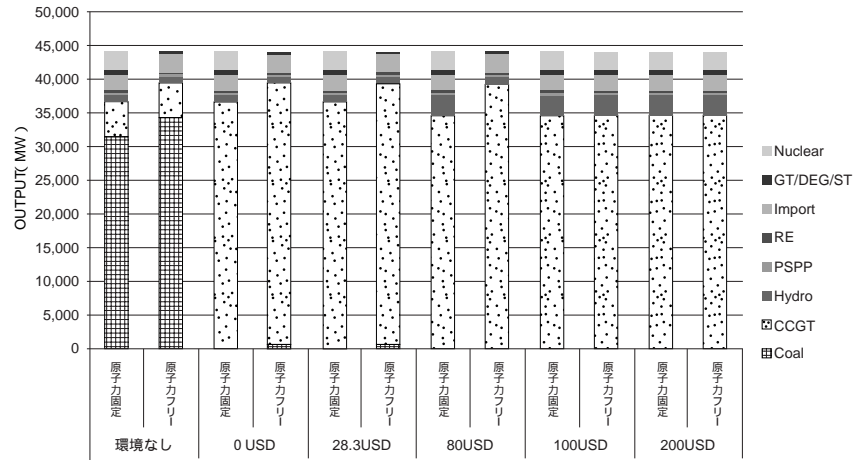
GGH: Gas to Gas Heater

出所：J-power

8 - 6 原子力戦略

原子力の導入を検討しているベトナム中南部（2025年）において、原子力を必ず導入（長期間 Must Run：原子力固定）のケースと、原子力を他電源と純粋にコスト面で比較したケース（原子力フリーケース）を比べた。「環境考慮なし」ケースでは原子力は、石炭に負けて選択されない。0～80米ドル/トンの間では原子力はCCGTに負け、選択されない。しかしながら、100米ドル/トン以上では原子力の導入がフルコストで競争力を持つ。

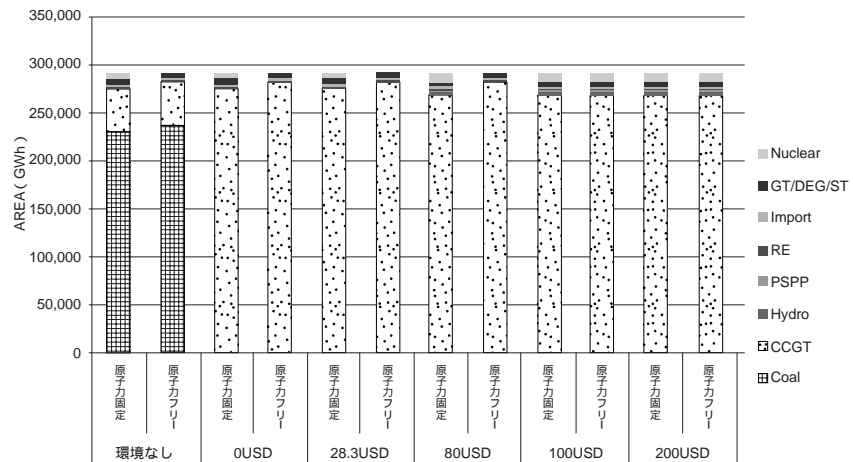
図 8 - 8 ベトナム中南部(2025)における原子力をベースとしないオプションの比較(最大需要)



注 1 : 「環境なし」とは、CO₂、SO_x、NO_xを内部コストとして入れていない従来の経済費用最小コスト
 注 2 : 「0 USD」とは、SO_x、NO_xの価格だけを内部コストとして入れて、CO₂の価値はゼロとしたもの。
 これ以外はCO₂に価格をつけたもの。

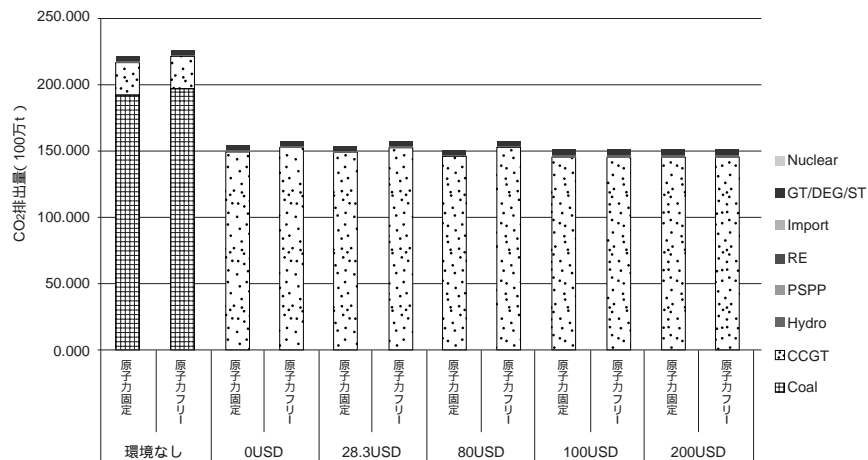
出所：筆者作成。

図 8 - 9 ベトナム中南部(2025)における原子力をベースとしないオプションの比較(発電量)



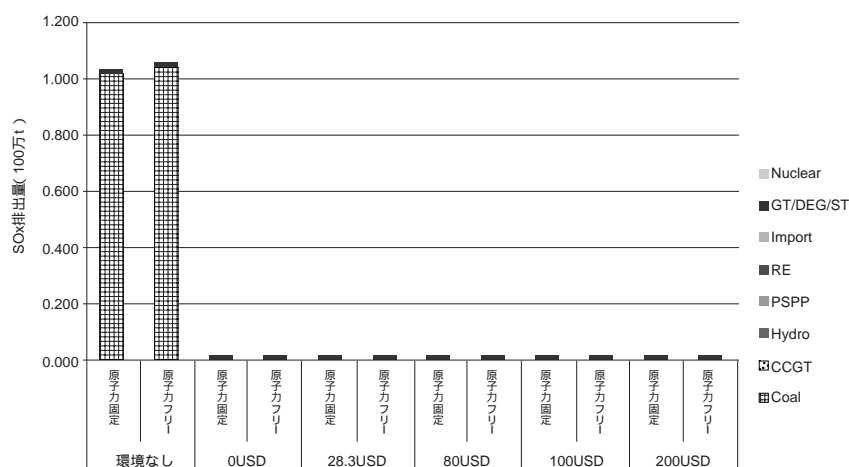
注 : 「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
 出所：筆者作成。

表 8 - 10 ベトナム中南部 (2025) における原子力をベースとしないオプションの比較 (CO₂)



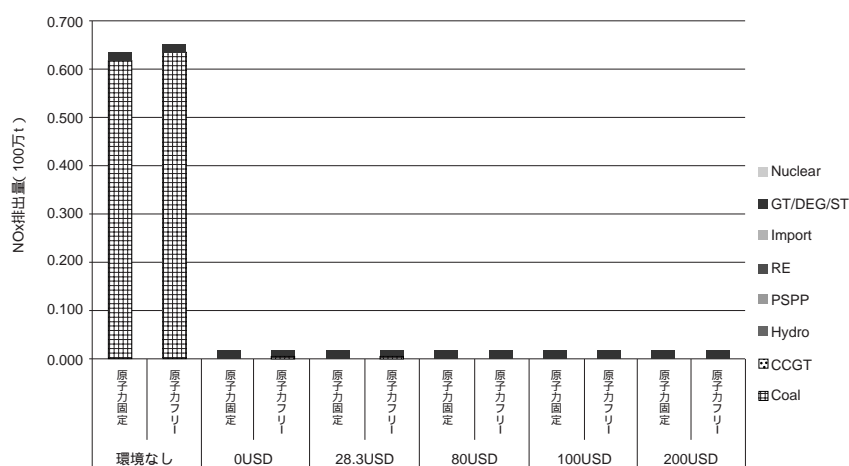
注 : 「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
 出所：筆者作成。

図 8 - 11 ベトナム中南部（2025）における原子力をベースとしないオプションの比較（SOx）



注：「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所：筆者作成。

図 8 - 12 ベトナム中南部（2025）における原子力をベースとしないオプションの比較（NOx）



注：「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所：筆者作成。

ベトナムでは2025年までに8,000MWの原子力を導入する計画である。基本的に原子力の導入なしに、経済成長を行うのは現実的でない。

8 - 7 CCS戦略

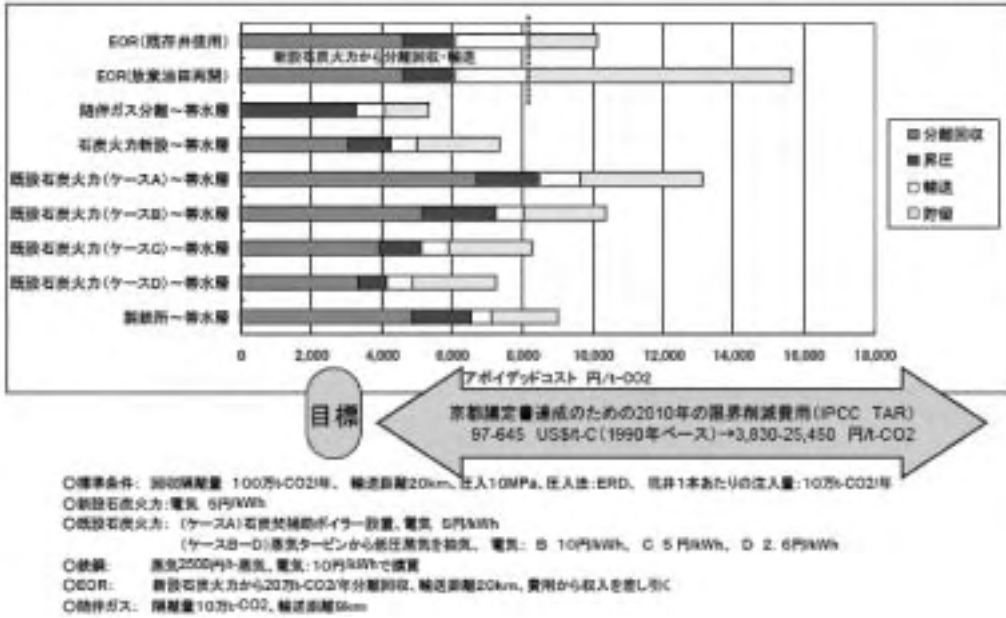
8 - 7 - 1 CCSの概要

炭素分離貯留（Carbon Dioxide Capture and Storage: CCS）は発電所の排出する排気からCO₂をとり出し、また石灰層など地層に隔離投棄する技術である。

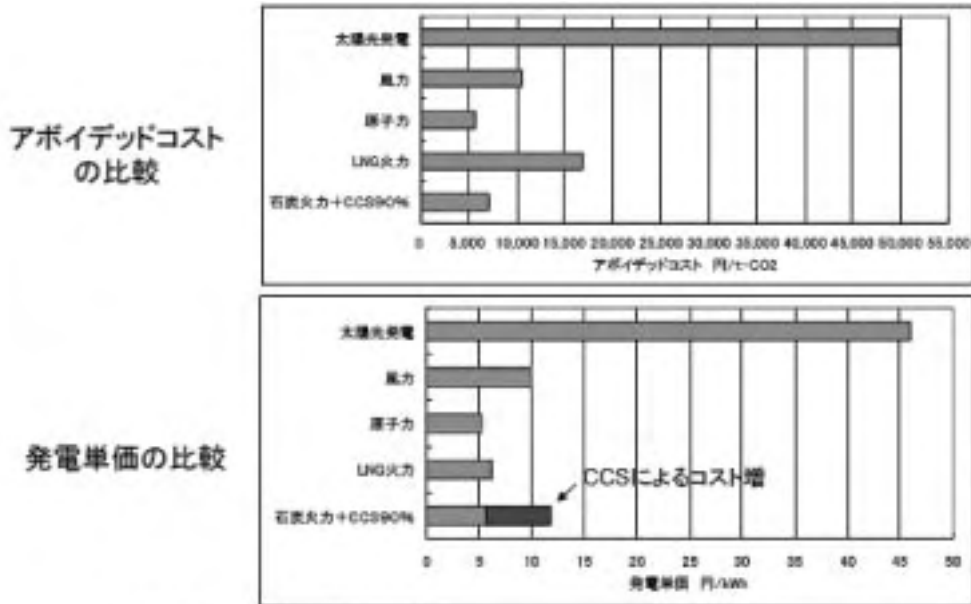
Box 8 - 2 CCS2020二酸化炭素の分離回収・地中貯留技術の現状と実用化の方向について

現状技術での日本における分離回収～貯留コスト

- 現状での分離回収～貯留コストは5千円～1万数千円
- 他の温室効果ガス削減対策より経済性をもつには、約3000円/t-CO₂を目標とする必要がある。



石炭火力を置き換える場合のアボイデッドコストと発電単価



排出係数: 電力中央研究所報告書
 石炭火力、LNG火力、原子力発電コスト: 電気事業分科会コスト等検討小委員会資料
 風力発電コスト: NEDOロードマップ、太陽光発電コスト: 太陽光発電協会等

出所: 経済産業省産業技術環境局 CCS2020 二酸化炭素の分離回収・地中貯留技術の現状と実用化の方向について (平成18年5月17日) より引用。

8 - 7 - 2 CCSに関するシミュレーション

石炭、ガスの化石燃料にCCS²⁰を行う以外に、CO₂の排出量を2005年レベル以下にし、GDP 7%成長の持続的な成長は達成できない。

(仮定)

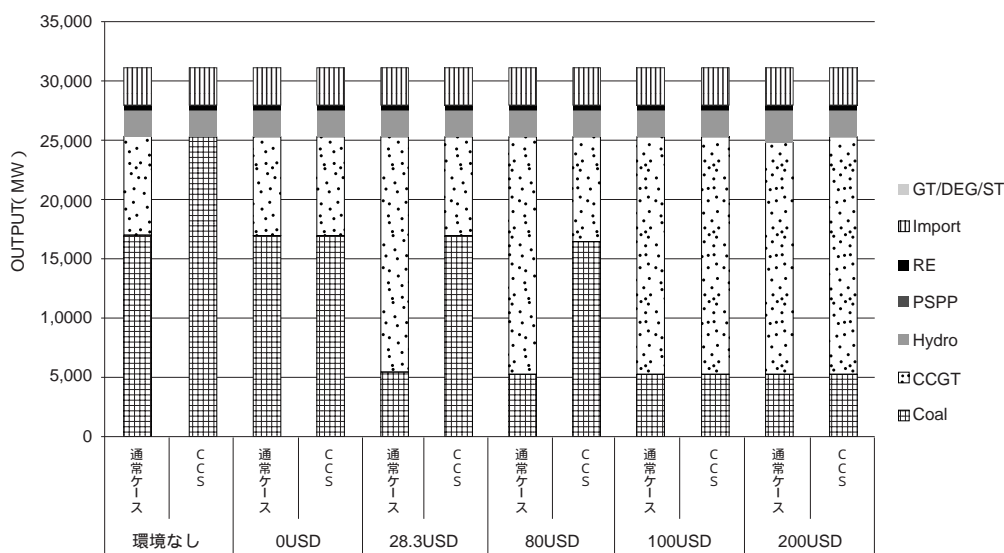
- ・ CCSによりCO₂は80%除去とした。
- ・ コスト増として石炭・天然ガス共に一律で変動費1kWh当たり4米セント(40米ドル/MWh)上昇するとした。
- ・ 石炭と天然ガスについてのみ適用した。
- ・ 原子力は必ず稼働するものとした。

(1) ベトナム北部CCS

1) ベトナム北部における炭素価格別電源構成

ベトナム北部(2025年)において、通常ケースと石炭及び天然ガスにCCSを導入したケースを比較した。「環境考慮なし」ケースでは、CCS・CCGTよりCCS・石炭が競争力を増す。この結果、CCSを導入したケースのほうが、電力セクター全体でCO₂排出量が大きくなる。0米ドル/t(SO_x、NO_xの価値を入れた状況)ではCCSが電源構成に与える影響はないCO₂が28.3~80米ドル/tの間では再び石炭・CCSが、ガス・CCSに対して競争力を持つが、その程度は「環境考慮なし」ケースほどではない。100米ドル/t以上では通常ケースとCCSケースでの電源構成は同じになる。しかしながらCO₂排出量はCCSのほうが低いという予想どおりの結果となっている。

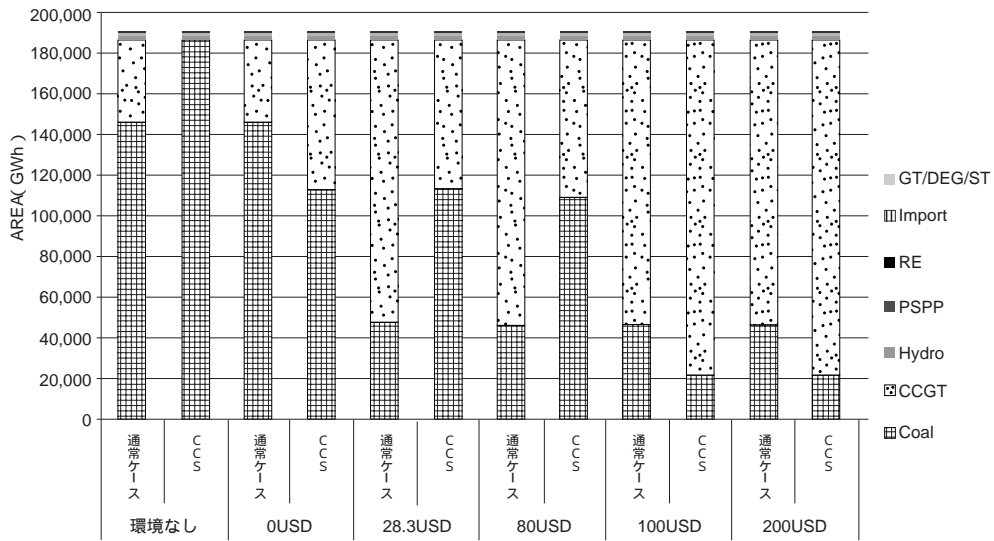
図8-13 ベトナム北部(2025)におけるCCSの効果(最大需要)



注:「環境なし」「0 USD」の説明については図8-8と同じ
出所:筆者作成。

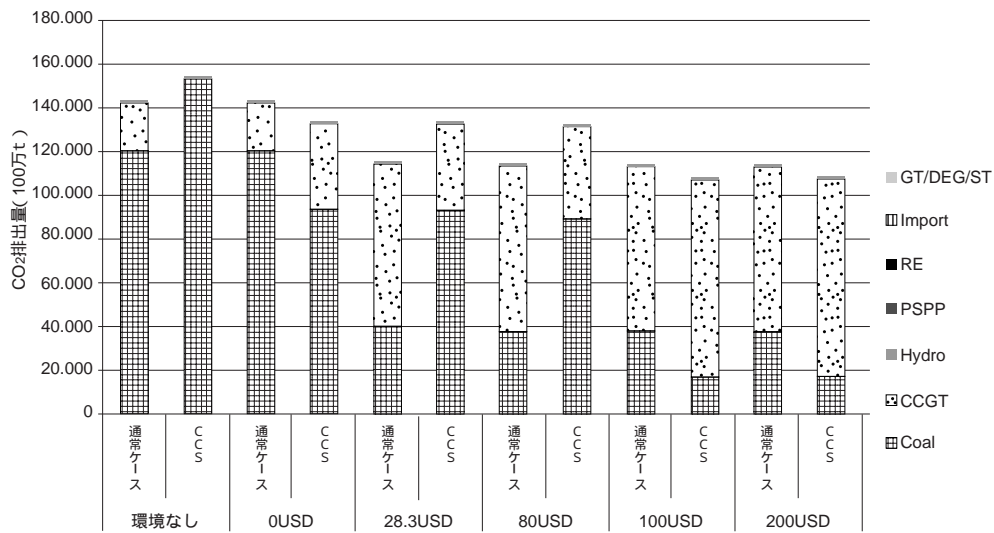
²⁰ CCS: Carbon Dioxide Capture and Storage. CO₂の地下貯留(天然ガス随伴CO₂、石炭採掘時のCO₂を分離して、回収し、帯水層、石炭層に注入する)により化石燃料でもCO₂を大幅に削減することができる。

図 8 - 14 ベトナム北部 (2025) におけるCCSの効果 (発電量)



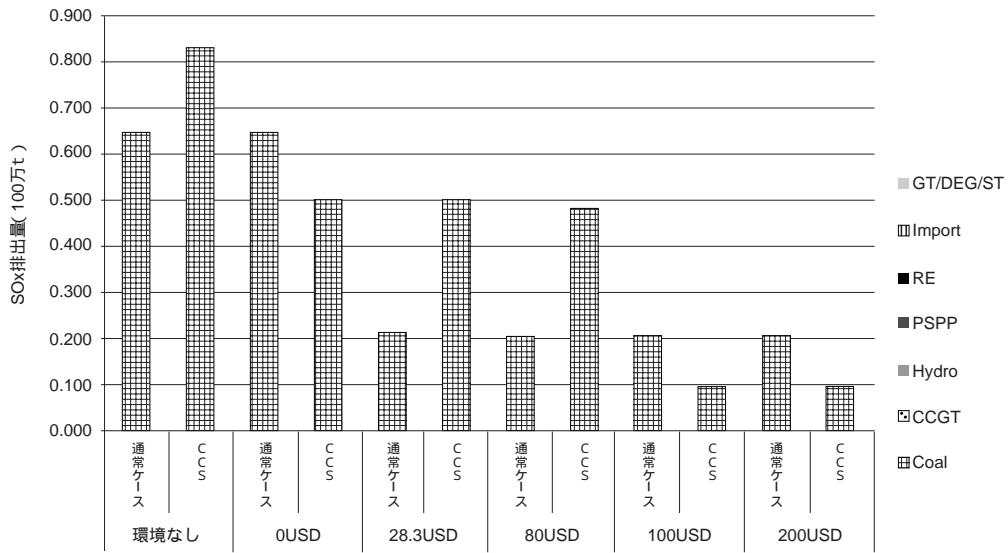
注:「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所:筆者作成。

図 8 - 15 ベトナム北部 (2025) におけるCCSの効果 (CO₂)



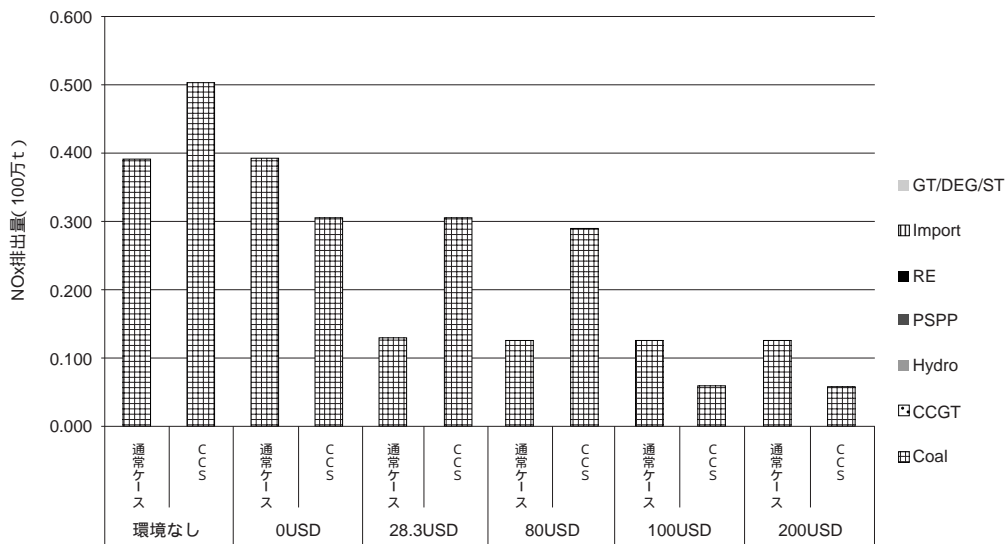
注:「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所:筆者作成。

図 8 - 16 ベトナム北部 (2025) におけるCCSの効果 (SOx)



注:「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所:筆者作成。

図 8 - 17 ベトナム北部 (2025) におけるCCSの効果 (NOx)



注:「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所:筆者作成。

プラント 番号					MW	2010															
						環境コストなし		CO2 0ドル/t		CO2 28.3ドル/t		CO2 80ドル/t		CO2 100ドル/t		CO2 200ドル/t					
						通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース				
52	ND than 600 #1	Coal-dom			600																
53	ND than 600 #2	Coal-dom			600																
54	ND than 600 #3	Coal-dom			600																
55	ND than 600 #4	Coal-dom			600																
56	ND than 600 #5	Coal-dom			600																
57	ND than 600 #6	Coal-dom			600																
58	ND than 1000 #1	Coal-dom			1000																
59	ND than 1000 #2	Coal-dom			1000																
60	ND than 1000 #3	Coal-dom			1000																
61	ND than 1000 #4	Coal-dom			1000																
62	ND than 1000 #5	Coal-dom			1000																
63	ND than 1000 #6	Coal-dom			1000																
64	ND than 1000 #7	Coal-dom			1000																
65	New CC CCGT	Gas			750																
66	New CC CCGT	Gas			750																
67	New CC CCGT	Gas			750																
68	New CC CCGT	Gas			750																
69	New CC CCGT	Gas			750																
70	New CC CCGT	Gas			750																
71	New CC CCGT	Gas			750																
72	New CC CCGT	Gas			750																
73	New CC CCGT	Gas			750																
74	New CC CCGT	Gas			750																
75	New CC CCGT	Gas			750																
76	New CC CCGT	Gas			750																
77	New CC CCGT	Gas			750																
78	New CC CCGT	Gas			750																
79	New CC CCGT	Gas			750																
80	New CC CCGT	Gas			750																
81	New CC CCGT	Gas			750																
82	New CC CCGT	Gas			750																
83	New CC CCGT	Gas			750																
84	New CC CCGT	Gas			750																
85	New CC CCGT	Gas			750																
86	New CC CCGT	Gas			750																
87	New CC CCGT	Gas			750																
88	New CC CCGT	Gas			750																
89	New CC CCGT	Gas			750																
90	New CC CCGT	Gas			750																
91	New CC CCGT	Gas			750																
92	New CC CCGT	Gas			750																
93	New CC CCGT	Gas			750																
94	New CC CCGT	Gas			750																
95	New CC CCGT	Gas			750																
96	New CC CCGT	Gas			750																
97	New CC CCGT	Gas			750																
98	New CC CCGT	Gas			750																
99	New CC CCGT	Gas			750																
100	New CC CCGT	Gas			750																
101	New CC CCGT	Gas			750																
102	New CC CCGT	Gas			750																
103	New CC CCGT	Gas			750																
104	New CC CCGT	Gas			750																
105	New CC CCGT	Gas			750																
106	New CC CCGT	Gas			750																

プラント 番号					MW	2010														
						環境コストなし		CO ₂ 0ドル/t		CO ₂ 28.3ドル/t		CO ₂ 80ドル/t		CO ₂ 100ドル/t		CO ₂ 200ドル/t				
						通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース			
107	New CC CCGT	Gas			750															
108	New CC CCGT	Gas			750															
109	New CC CCGT	Gas			750															
110	New CC CCGT	Gas			750															
111	New CC CCGT	Gas			750															
112	New CC CCGT	Gas			750															
113	New CC CCGT	Gas			750															
114	New CC CCGT	Gas			750															
115	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
116	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
117	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
118	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
119	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
120	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
121	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
122	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
123	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
124	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
125	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
126	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
127	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
128	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
129	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
130	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
131	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
132	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
133	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
134	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
135	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
136	ND than mien Trung #1	Coal-imp			600															
137	Thac Ba	Hydro			108															
138	Hoa Binh	Hydro			1920															
139	Tuyen Quang	Hydro			342															
140	Ban Ve (Na La)	Hydro			300															
141	Son La	Hydro			400															
142	Cua Dat	Hydro			97															
143	Ban Chat	Hydro			220															
144	Nam Chien	Hydro			196															
145	Ta Thang	Hydro			47															
146	Huot Quang	Hydro			560															
147	Khoe Bo	Hydro			100															
148	Lai Chau	Hydro			600															
149	Nho Que III	Hydro			140															
150	Hoi Xuan	Hydro			96															
151	Bao Lac 190NW	Hydro			190															
152	Van Chan	Hydro			35															
153	Huong Son 1	Hydro			30															
154	Coc San	Hydro			40															
155	Nam Chien 2	Hydro			32															
156	Thai An	Hydro			44															
157	Su Pan	Hydro	IPP	Song Da	35															
158	Ngoi Phat	Hydro			35															
159	Na Le	Hydro			90															
160	Nhan Hac	Hydro			45															
161	Nam Mu	RE			11															

プラント 番号					MW	2010														
						環境コストなし		CO2 0ドル / t		CO2 28.3ドル / t		CO2 80ドル / t		CO2 100ドル / t		CO2 200ドル / t				
						通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース	通常ケース	CCSケース			
162	Na Loi	RE			9															
163	Ho Ho	RE			18															
164	Suoi Sap	RE			16															
165	Ban Coc	RE			18															
166	Nam Chim	RE			16															
167	Nam Dong	RE			22															
168	Minh Luong	RE			22															
169	Ho Bon	RE			18															
170	Seo Chung Ho	RE			22															
171	Chu Linh	RE			30															
172	Thuy dien nho mien Bac moi	RE			100															
173	Wind Turbine	RE			200															
174	Nam Mu (Lao)	Import			95															
175	PURCHASE 1&2 (TQ)	Import			820															
176	PURCHASE 220 (TQ)-250MW	Import			530															
177	Nhap khau TQ 500kV	Import			2500															

注1：小水力では建設費をいかに小さくするかがポイントになるので、kW当たり500～1,000米ドル程度、機器寿命の観点から見ると15～20年として年間50～100米ドル程度である。本計算では、一律75米ドル（per kW per 年）とした。

注2：風力発電の建設コストはkW当たり1,000～2,000米ドル程度、機器寿命の観点から見ると、小水力で15～20年なので、年間USD100～200程度である。本計算では、一律150米ドル（per kW per 年）とした。

注3：揚水発電の場合には間接的にCO₂、SO_x、NO_xを出しているが、実際には基電源の発電でそれらは既にカウント済みのため、ダブルカウントを避けるため、揚水発電では無視をする。

注4：揚水発電では揚水した水で発電するので総合効率の考え方を取り入れる。86%が揚水時の効率、90%が発電時の効率で据付直後の効率であるが、揚水発電所は水車ランナーの磨耗等に伴い効率も低下するので安全サイドに見て70%という低い効率を見た。

注5：電源の選択肢としてCCGTと石炭を入れた。

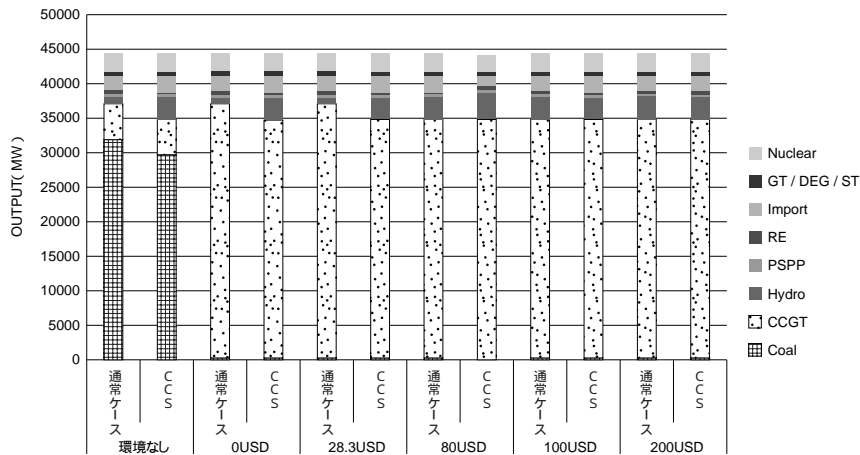
出所：筆者作成。

(2) ベトナム中南部CCS

1) ベトナム中南部における炭素価格別電源構成

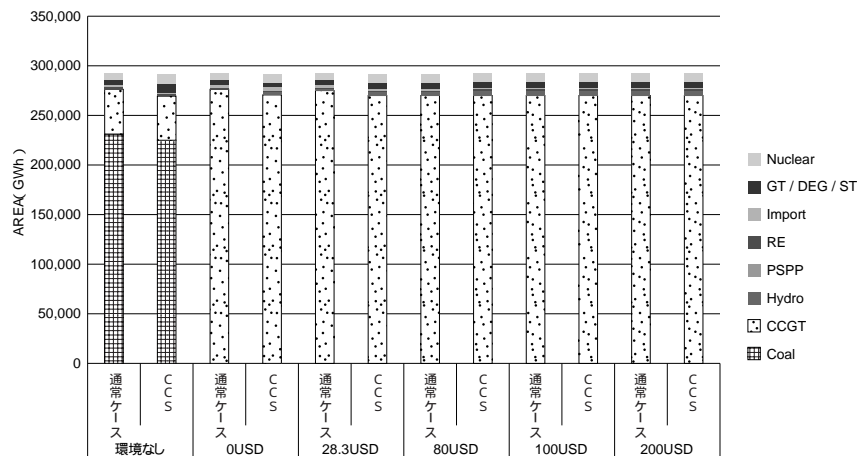
ベトナム中南部（2025年）において、「環境考慮なし」ケースでは、石炭（CCS）の競争力がCCGT（CCS）より圧倒的に強い。このケース以外ではベトナム中南部において、CCGT（CCS）の競争力が石炭（CCS）より強い。すべてのケースでCCSでは水力発電がCCGT（CCS）及び石炭（CCS）に対して競争力を持つことになる。

図 8 - 18 ベトナム中南部（2025）におけるCCSの効果（最大需要）



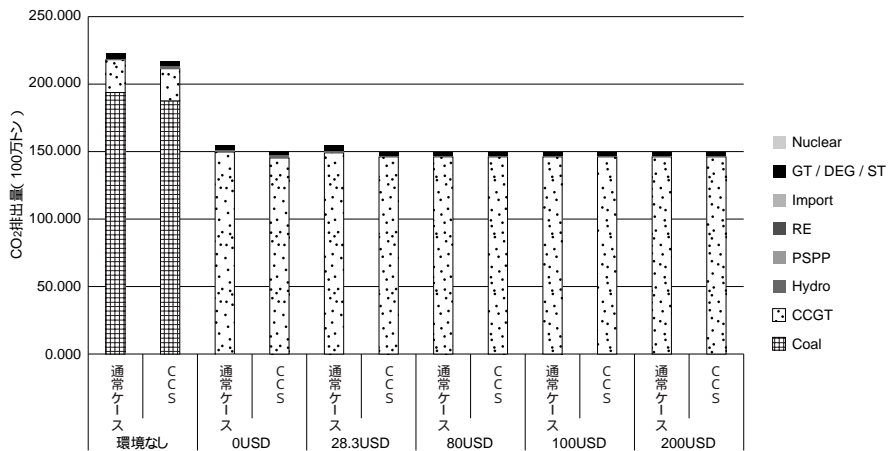
注：「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所：筆者作成。

図 8 - 19 ベトナム中南部（2025）におけるCCSの効果（発電量）



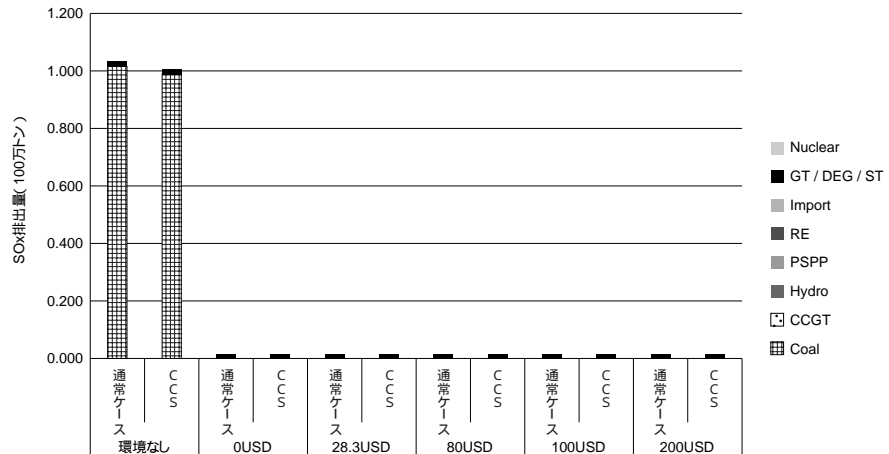
注：「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所：筆者作成。

図 8 - 20 ベトナム中南部 (2025) におけるCCSの効果 (CO₂)



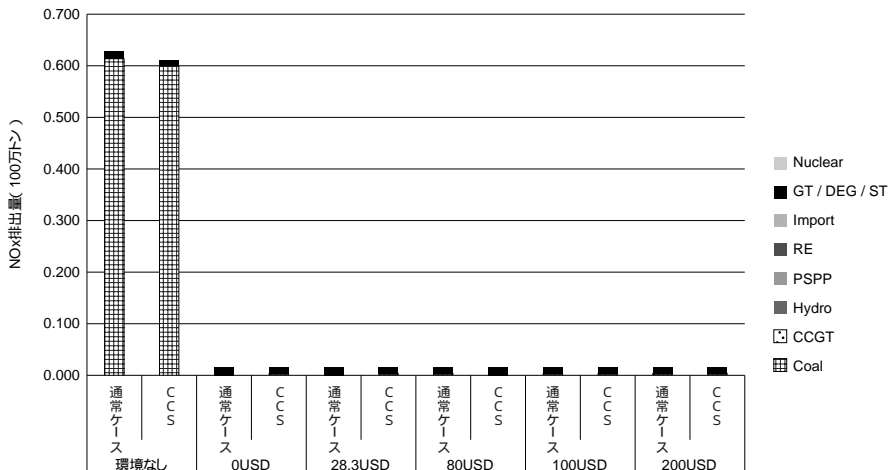
注: 「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所: 筆者作成。

図 8 - 21 ベトナム中南部 (2025) におけるCCSの効果 (SO_x)



注: 「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所: 筆者作成。

図 8 - 22 ベトナム中南部 (2025) におけるCCSの効果 (NO_x)



注: 「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所: 筆者作成。

2) ベトナム中南部におけるCCS炭素価格別のプラント選択リスト

表8-4に、ベトナム中南部における炭素価格別のプラント選択リストを整理した。

表8-4 ベトナム中南部におけるCCS炭素価格別のプラント選択リスト

プラント 番号	Location			MW	環境コストなし			CO ₂ 0ドル/t			CO ₂ 28.3ドル/t			CO ₂ 80ドル/t			CO ₂ 100ドル/t			CO ₂ 200ドル/t			
					通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	
1	Diesel	DO		Center	91																		
2	Loc dau Dung Quat IPP PVN	FO		Center	104																		
3	Can Tho	FO	GT	South	30																		
4	Diesel	DO		South	62																		
5	Thu Duc #4 GT	FO	GT	South	23																		
6	Thu Duc #5 GT	FO	GT	South	15																		
7	Thu Duc #6 GT	FO	GT	South	15																		
8	Thu Duc #7 GT	FO	GT	South	33																		
9	Thu Duc #8 GT	FO	GT	South	33																		
10	Can Tho	FO	GT	South	120																		
11	Hiep Phuoc (IPP) #1 ST	FO	GT	South	125																		
12	Hiep Phuoc (IPP) #2 ST	FO	GT	South	125																		
13	Hiep Phuoc (IPP) #3 ST	FO	GT	South	125																		
14	Amata+Vedan+Bourbon	FO	GT	South	109																		
15	Thu Duc #1 ST	FO	ST	South	33																		
16	Thu Duc #2 ST	FO	ST	South	60																		
17	Thu Duc #3 ST	FO	ST	South	60																		
18	Phu My 2.1	Gas	Gas, GT	South	430																		
19	Phu My 2.1 Extension	Gas	Gas, GT	South	450																		
20	Phu My 4	Gas	Gas, GT	South	450																		
21	Ba Ria GT #1	Gas	Gas, GT	South	20																		
22	Ba Ria GT #2	Gas	Gas, GT	South	20																		
23	BaRiaC/C#1GT3x37.5ST56	Gas	Gas, GT	South	160																		
24	Ba Ria C/C#2 GT3x37.5MW, ST1x62M	Gas	Gas, GT	South	170																		
25	O Mon I #1	Gas	Gas, GT	South	300																		
26	O Mon I #2	Gas	Gas, GT	South	300																		
27	CCGT m.Trung 1	Gas	CCGT	Center	330																		
28	CCGT m.Trung 2	Gas	CCGT	Center	330																		
29	Phu My 1	Gas	CCGT	South	1090																		
30	Phu My 2 BOT EDF, TEPCO, Sumitomo	Gas	CCGT	South	720																		
31	Phu My 3 BOT Kansai	Gas	CCGT	South	720																		
32	Tang CS Phu My	Gas	CCGT	South	72																		
33	Nhon Trach I CC IPP PVN	Gas	CCGT	South	450																		
34	Nhon Trach II CC IPP PVN	Gas	CCGT	South	750																		
35	Nhon Trach III CC	Gas	CCGT	South	750																		
36	O Mon II	Gas	CCGT	South	750																		
37	O Mon III #1	Gas	CCGT	South	330																		
38	O Mon III #2	Gas	CCGT	South	330																		
39	O Mon IV	Gas	CCGT	South	750																		
40	Ca Mau I CC	Gas	CCGT	South	750																		
41	Ca Mau II CC	Gas	CCGT	South	750																		
42	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
43	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
44	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
45	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
46	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
47	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
48	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
49	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
50	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
51	New CC	Gas	CCGT	South	750																		

プラント 番号	Location				MW	環境コストなし			CO2 0ドル / t			CO2 28.3ドル / t			CO2 80ドル / t			CO2 100ドル / t			CO2 200ドル / t		
						通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS
52	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
53	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
54	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
55	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
56	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
57	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
58	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
59	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
60	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
61	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
62	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
63	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
64	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
65	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
66	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
67	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
68	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
69	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
70	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
71	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
72	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
73	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
74	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
75	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
76	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
77	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
78	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
79	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
80	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
81	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
82	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
83	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
84	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
85	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
86	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
87	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
88	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
89	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
90	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
91	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
92	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
93	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
94	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
95	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
96	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
97	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
98	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
99	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
100	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
101	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
102	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
103	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
104	New CC	Gas	CCGT	South	750																		
105	New Coal Imported 600MW	Coal-imp		Center	600																		
106	New Coal Imported 600MW	Coal-imp		Center	600																		
107	New Coal Imported 600MW	Coal-imp		Center	600																		

プラント 番号	Location			MW	環境コストなし			CO2 0ドル / t			CO2 28.3ドル / t			CO2 80ドル / t			CO2 100ドル / t			CO2 200ドル / t		
					通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS
108	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	Center	600																		
109	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	Center	600																		
110	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	Center	600																		
111	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600																		
112	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600																		
113	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600																		
114	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600																		
115	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600																		
116	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600																		
117	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600																		
118	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600																		
119	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600																		
120	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600																		
121	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600																		
122	New Coal Imported 600MW	Coal-imp	South	600																		
123	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
124	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
125	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
126	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
127	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
128	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
129	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
130	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
131	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
132	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
133	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
134	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
135	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
136	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
137	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
138	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
139	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
140	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
141	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
142	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
143	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
144	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
145	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
146	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
147	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
148	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
149	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
150	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
151	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
152	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
153	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
154	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
155	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
156	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
157	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
158	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
159	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
160	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
161	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
162	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
163	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		

プラント 番号	Location			MW	環境コストなし			CO2 0ドル / t			CO2 28.3ドル / t			CO2 80ドル / t			CO2 100ドル / t			CO2 200ドル / t		
					通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS
164	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
165	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
166	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
167	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
168	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
169	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
170	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
171	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
172	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
173	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
174	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
175	New Coal Imported 1000MW	Coal-imp	South	1000																		
176	ND Than Nong Son	Coal-dom	Center	30																		
177	Formosa	Coal-dom	South	150																		
178	DHN #1	Nuclear	South	1000																		
179	DHN #2	Nuclear	South	1000																		
180	DHN #3	Nuclear	South	1000																		
181	DHN #4	Nuclear	South	1000																		
182	Yaly	Hydro	M&L Hydro	Center	720																	
183	Song Hinh	Hydro	M&L Hydro	Center	70																	
184	Vinh Son	Hydro	M&L Hydro	Center	66																	
185	Se San 3	Hydro	M&L Hydro	Center	260																	
186	Se San 3A	Hydro	M&L Hydro	Center	108																	
187	Quang Tri	Hydro	M&L Hydro	Center	64																	
188	Plei Krong	Hydro	M&L Hydro	Center	100																	
189	Song Ba Ha	Hydro	M&L Hydro	Center	220																	
190	A Vuong	Hydro	M&L Hydro	Center	210																	
191	Binh Dien	Hydro	M&L Hydro	Center	44																	
192	Buon Kuop	Hydro	M&L Hydro	Center	280																	
193	Buon Tua Srah	Hydro	M&L Hydro	Center	85																	
194	La Ngau	Hydro	M&L Hydro	Center	38																	
195	Huong Dien (Co Bi)	Hydro	M&L Hydro	Center	54																	
196	EaKrong Hnang	Hydro	M&L Hydro	Center	65																	
197	An Khe-Ka Nak	Hydro	M&L Hydro	Center	163																	
198	Serepok 3	Hydro	M&L Hydro	Center	220																	
199	Song Con 2	Hydro	M&L Hydro	Center	53																	
200	Se San 4	Hydro	M&L Hydro	Center	360																	
201	Song Tranh 2	Hydro	M&L Hydro	Center	160																	
202	DakDrinh	Hydro	M&L Hydro	Center	100																	
203	Song Boung 4	Hydro	M&L Hydro	Center	165																	
204	A Luoi	Hydro	M&L Hydro	Center	150																	
205	Song Boung 2	Hydro	M&L Hydro	Center	108																	
206	Serepok 4	Hydro	M&L Hydro	Center	70																	
207	Thuong Kon Tum	Hydro	M&L Hydro	Center	220																	
208	Dak Mi 4	Hydro	M&L Hydro	Center	210																	
209	Vinh Son II	Hydro	M&L Hydro	Center	110																	
210	Dac Mi 1	Hydro	M&L Hydro	Center	210																	
211	Song Boung 5	Hydro	M&L Hydro	Center	85																	
212	Suoi Vang	RE	Small Hydro	Center	10																	
213	Ry Ninh	RE	Small Hydro	Center	9																	
214	Dray Hling	RE	Small Hydro	Center	28																	
215	H'chan	RE	Small Hydro	Center	12																	
216	H'mun	RE	Small Hydro	Center	15																	
217	Ea Rong Rou	RE	Small Hydro	Center	28																	
218	Thuy dien nho mien Trung 1	RE	Small Hydro	Center	45																	
219	Thuy dien nho mien Trung 2	RE	Small Hydro	Center	72																	

プラント 番号	Location			MW	環境コストなし			CO ₂ 0ドル / t			CO ₂ 28.3ドル / t			CO ₂ 80ドル / t			CO ₂ 100ドル / t			CO ₂ 200ドル / t			
					通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	通常 ケース	原子力 シミュレ ーション	CCS	
220	Thuy dien nho mien Trung moi	RE	Small Hydro	Center	100																		
221	Dien gio, nhiet luong tai tao	RE	Wind	Center	100																		
222	Xe Ka man 3 (Lao)	Import	From Lao PDR	Center	248																		
223	Xe Ka man 1 (Lao)	Import	From Lao PDR	Center	390																		
224	Se Kong 4 (Lao)	Import	From Lao PDR	Center	464																		
225	Se Kong 5 (Lao)	Import	From Lao PDR	Center	485																		
226	Nam Kong 1	Import	From Lao PDR	Center	405																		
227	Da Ninh	Hydro	M&L Hydro	South	168																		
228	Tri An	Hydro	M&L Hydro	South	400																		
229	Thac Mo	Hydro	M&L Hydro	South	150																		
230		Hydro	M&L Hydro	South	75																		
231	Ham Thuan	Hydro	M&L Hydro	South	300																		
232	Da Mi	Hydro	M&L Hydro	South	177																		
233	Can Don	Hydro	M&L Hydro	South	72																		
234	Srok PhuMieng	Hydro	M&L Hydro	South	51																		
235	Bac Binh	Hydro	M&L Hydro	South	35																		
236	Dai Ninh	Hydro	M&L Hydro	South	300																		
237	Dak Rtih	Hydro	M&L Hydro	South	72																		
238	Dong Nai 3	Hydro	M&L Hydro	South	180																		
239	Dong Nai 4	Hydro	M&L Hydro	South	340																		
240	Da Dang 2 (34MW)	Hydro	M&L Hydro	South	34																		
241	Dam Bri	Hydro	M&L Hydro	South	72																		
242	Dong Nai 2	Hydro	M&L Hydro	South	78																		
243	Dong Nai 5	Hydro	M&L Hydro	South	140																		
244	PSPP	Hydro	PSPP	South	3600																		
245	Da Dang- Dachamo	RE	Small Hydro	South	16																		
246	Bao Loc-Da Siat	RE	Small Hydro	South	37																		
247	Thuy dien mien Nam moi	RE	Small Hydro	South	300																		
248	Dien gio, nhiet luong tai tao	RE	Wind	South	150																		
249	Niep khau Campuchia (Ha So San 2)	Import	From Cambodia	South	420																		

注1：小水力では建設費をいかに小さくするかがポイントになるので、kW当たり500～1,000米ドル程度、機器寿命の観点から見ると15～20年として年間50～100米ドル程度である。本計算では、一律75米ドル（per kW per 年）とした。

注2：風力発電の建設コストはkW当たり1,000～2,000米ドル程度、機器寿命の観点から見ると、小水力で15～20年なので、年間100～200米ドル程度である。本計算では、一律150米ドル（per kW per 年）とした。

注3：揚水発電の場合には間接的にCO₂、SO_x、NO_xを出しているが実際には基電源の発電でそれらは既にカウント済みのため、ダブルカウントを避けるため、揚水発電では無視をする。

注4：揚水発電では揚水した水で発電するので総合効率の考え方を取り入れる。86%が揚水時の効率、90%が発電時の効率で据付直後の効率であるが、揚水発電所は水車ランナーの磨耗等に伴い効率も低下するので、安全サイドに見て70%という低い効率を見た。

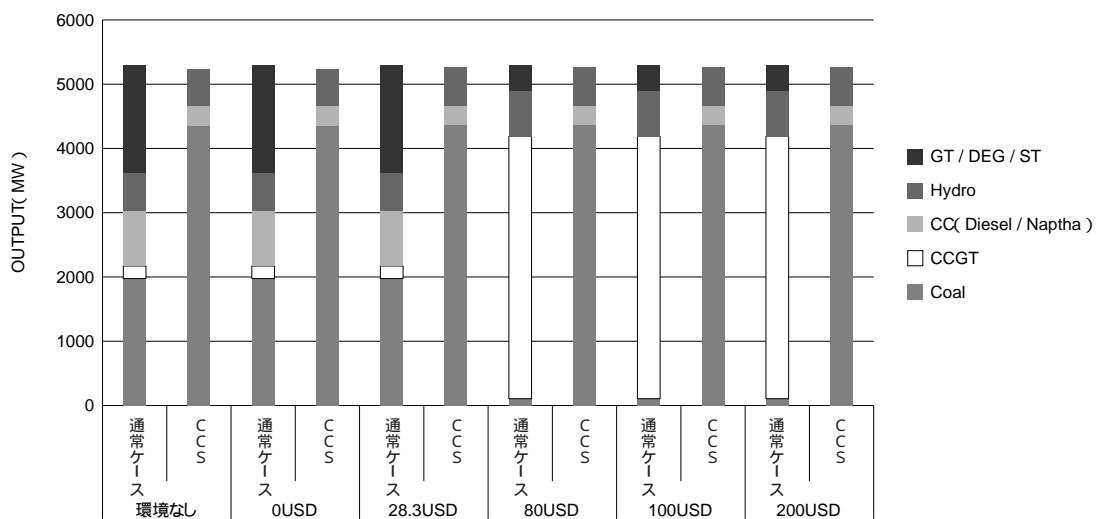
出所：筆者作成。

(3) スリランカCCS

1) スリランカにおけるCCSケース：電源構成

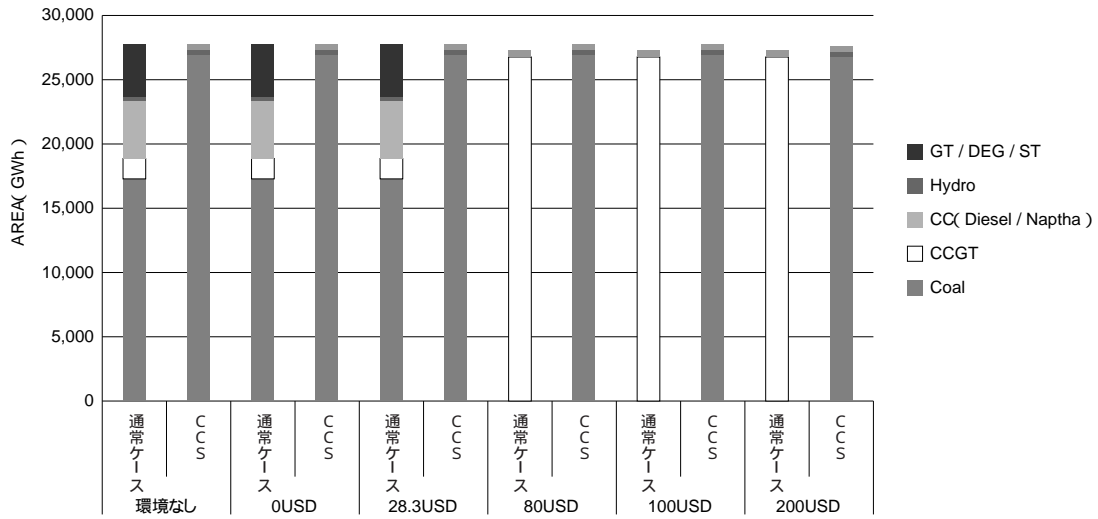
スリランカ（2020年）において、「環境考慮なし」ケース、「CO₂価値0～28.3米ドル/t」ケースでは、石炭・（CCS）がCCGT・（CCS）及びGT/DEG/ST、水力より競争力を持つ。80米ドル/t以上では石炭・（CCS）はCCGT（CCS）よりも競争力を持つことになる。

図 8 - 23 スリランカ（2020）におけるCCSの効果（最大需要）



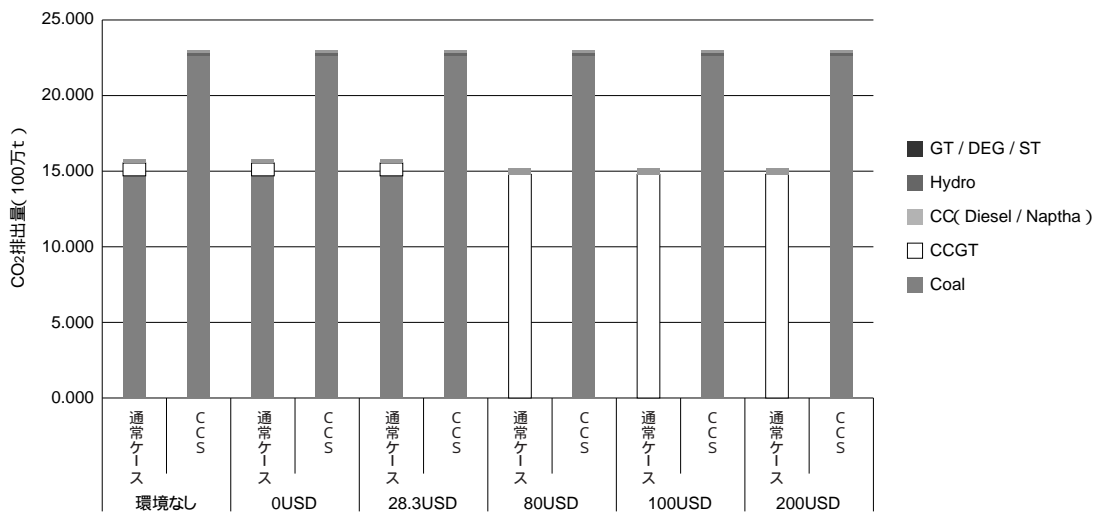
注：「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所：筆者作成。

図 8 - 24 スリランカ (2020) におけるCCSの効果 (発電量)



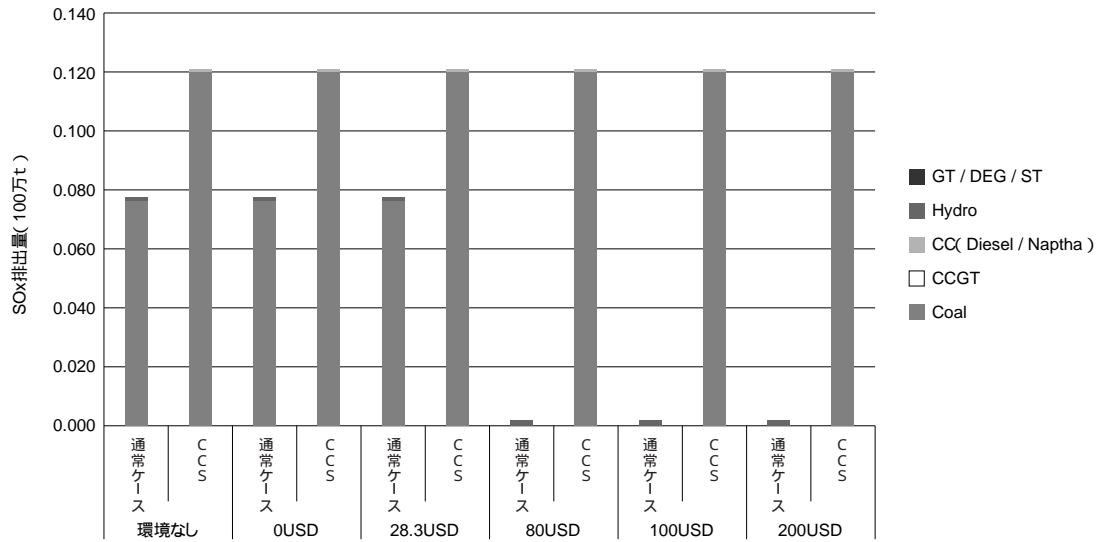
注:「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所:筆者作成。

図 8 - 25 スリランカ (2020) におけるCCSの効果 (CO₂)



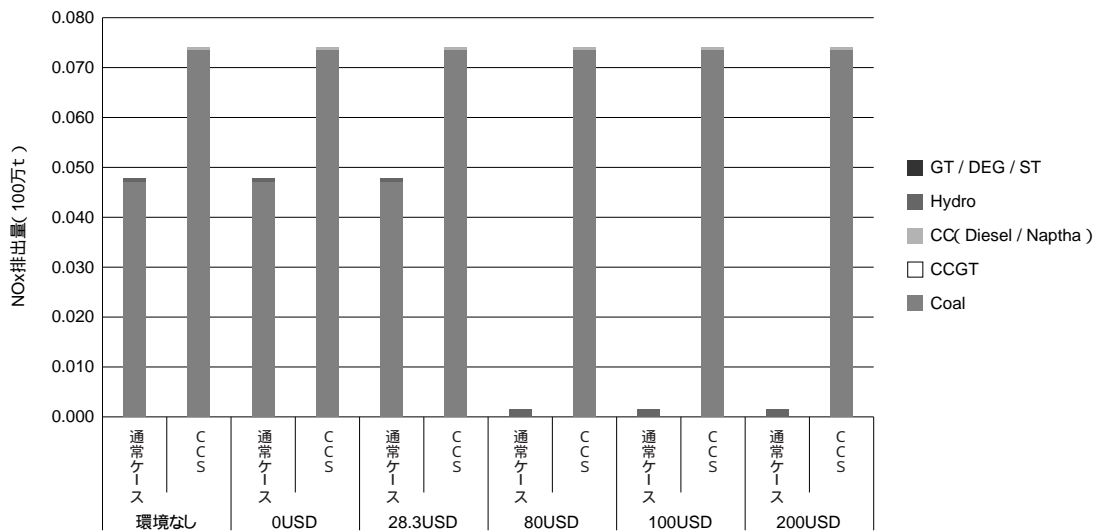
注:「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所:筆者作成。

図 8 - 26 スリランカ (2020) におけるCCSの効果 (SOx)



注:「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所:筆者作成。

図 8 - 27 スリランカ (2020) におけるCCSの効果 (NOx)



注:「環境なし」「0 USD」の説明については図 8 - 8 と同じ
出所:筆者作成。

2) スリランカにおけるCCSケース：炭素価格別のプラント選択リスト

表8-5に、スリランカにおける炭素価格別のプラント選択リストを整理した。

表8-5 スリランカにおけるCCSケース：炭素価格別のプラント選択リスト

プラント 番号	Existing/ Future	CEB/ IPP	Location	Installed capacity (MW)	Type	2020 : CCS																	
						環境コストなし		CO ₂ 0ドル/t		CO ₂ 28.3ドル/t		CO ₂ 80ドル/t		CO ₂ 100ドル/t		CO ₂ 200ドル/t							
						選 択 ケ ー ス	CCS	選 択 ケ ー ス	CCS	選 択 ケ ー ス	CCS	選 択 ケ ー ス	CCS	選 択 ケ ー ス	CCS	選 択 ケ ー ス	CCS						
1	Existing Power Plants	CEB	Kelantissa(old)	75	120 MW GTGs																		
2	Existing Power Plants	CEB	Chunnakam	8	Kelantissa(GT7) extension																		
3	New Power Plants		Unspecified	35	GT																		
4	Existing Power Plants	CEB	Kelantissa(GT7) extension	115	115 MW GTG																		
5	New Power Plants		Unspecified	105	GT																		
6	Existing Power Plants	IPP	Lakdhanavi	22.5	DEG																		
7	New Power Plants	CEB	Kerawalapitiya	300	CC																		
8	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
9	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
10	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
11	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
12	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
13	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
14	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
15	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
16	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
17	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
18	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
19	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
20	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
21	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
22	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
23	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
24	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
25	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
26	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
27	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
28	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
29	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
30	New Power Plants		Unspecified	300	CCGT																		
31	Existing Power Plants	IPP	Kelantissa	165	AES CC(kelantissa)																		
32	Extension		Kelantissa	55	CCGT																		
33	Existing Power Plants	IPP	ACE Matara	20	DEG																		
34	Existing Power Plants	IPP	ACE Horana	20	DEG																		
35	Existing Power Plants	IPP	ACE Embilpitiya	100	DEG																		
36	Existing Power Plants	IPP	Barge(Colombo Power)	60	DEG																		
37	Existing Power Plants	IPP	Heladhanavi	100	DEG																		
38	Existing Power Plants	CEB	Sapugaskanda	72	Diesel																		
39	Existing Power Plants	IPP	Asia Power	50.8	DEG																		
40	Existing Power Plants	CEB	Sapugaskanda	80	Diesel Ext.																		

プラント 番号	Existing/ Future	CEB/ IPP	Location	Installed capacity (MW)	Type	2020 : CCS														
						環境コストなし		CO ₂ 0 トル/ t		CO ₂ 28.3 トル/ t		CO ₂ 80 トル/ t		CO ₂ 100 トル/ t		CO ₂ 200 トル/ t				
						通常ケ-ス	CCS	通常ケ-ス	CCS	通常ケ-ス	CCS	通常ケ-ス	CCS	通常ケ-ス	CCS	通常ケ-ス	CCS			
41	New Power Plants	CEB	Kelanitissa(ccgt)	165	CC															
42	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
43	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
44	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
45	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
46	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
47	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
48	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
49	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
50	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
51	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
52	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
53	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
54	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
55	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
56	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
57	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
58	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
59	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
60	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
61	New Power Plants	CEB	Unspecified	300	Coal															
62	New Power Plants		Trincomalee	300	Coal															
63	Existing Power Plants	CEB	All hydros(RoR)	293	RoR															
64	Existing Power Plants	CEB	All hydros(Reservoir)	852	Reservoir															
65	New Power Plants	CEB	Kukule	70	Hydro															
66	New Power Plants	CEB	Upper Kotmale	150	Hydro															
67	NEW Plants	CEB	Gin Gna	49	Hydro															
68	NEW Plants	CEB	Broadlands	35	Hydro															
69	NEW Plants	CEB	Uma Oya	150	Hydro															
70	NEW Plants	CEB	Moragolla	27	Hydro															
71	Extension		New Laxapana	72.5	Hydro															
72	Extension		Polpitiya	47.9	Hydro															
73	Extension		Victoria	210	Hydro															
74	Extension		Samanalawewa	120	Hydro															

注 1 : Kukule、Upper Kotmale、All hydros (RoR)、All hydros (Reservoir) の単位当たりコストは、便宜上 Uma Oyaと同じ値に設定した。

注 2 : CCGT (300MW : ガス焼き) の主要コストは便宜上、CCGT (300MW : Auto Diesel、ナフサ焼き) と同じに設定した。

注 3 : Heat rate (kcal/kWh) はaverage incremental HR もしくはFull Load HRを使用した。

注 4 : Heat Rateをベースに効率を計算した。

注 5 : 予備率は20%を想定した。

注 6 : 設備利用率は以下のように設定した。水力 43%、石炭 70%、ディーゼル 70%、CCGT 70%、GT 6 %

注 7 : 2010年に必ず入れるプラントは、Generation Expansion Plan

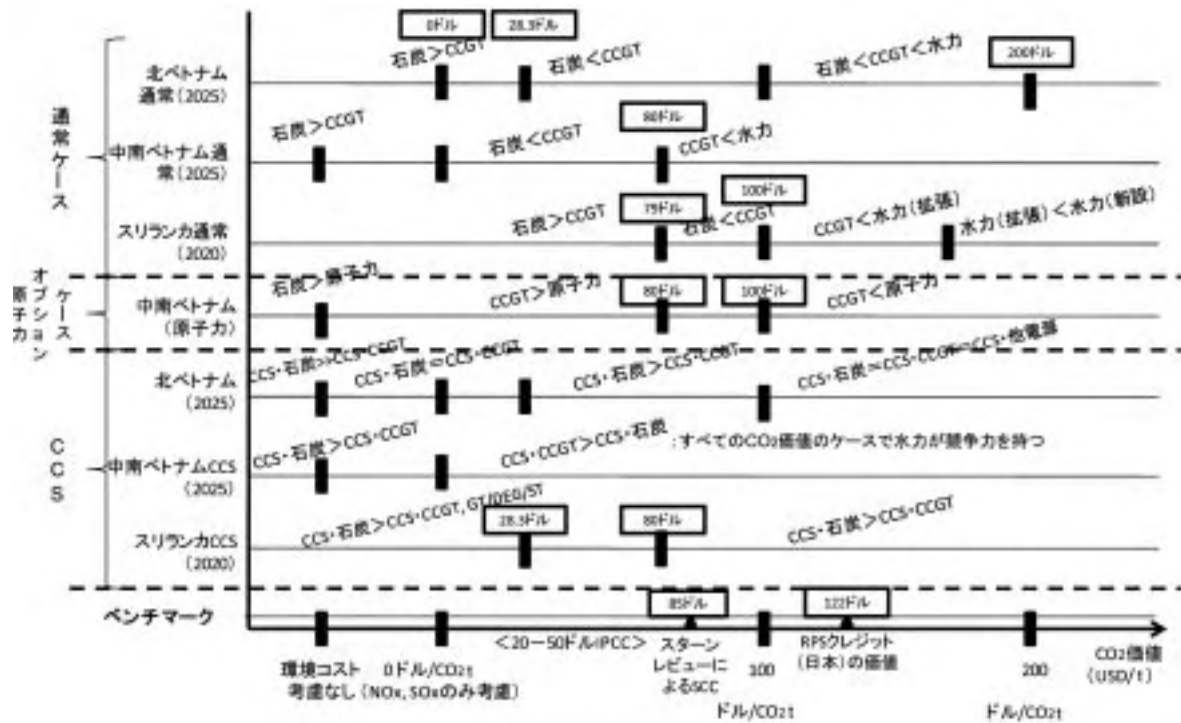
注 8 : 水力、石炭は2010年までに新設稼働は難しいため、2010年の計算から外した。

出所 : 筆者作成。

8 - 8 全結果のまとめ

- ・ 通常ケースではCO₂価値が上がるほど、石炭 ガス 水力（拡張） 水力（新設）の方向で、競争力が移行してくる。
- ・ CCSは、CO₂の価値が上がるほど、化石燃料起源の電源（石炭、ガス、特に石炭）に競争力をを持たせることになる。これは水力発電開発へのネガティブインパクトを与えることになる。これにより、CO₂は逆に増えるケースも見られる。〔例：スリランカCCSのケース〕
- ・ 原子力はCO₂価値が上がるほど、そのフルコスト競争力を持つことになる。

図8 - 28 本研究ケース別・CO₂価値別フルコスト競争力



注：<の記号は各状況でのフルコスト競争力の強い方を示す。
 出所：筆者作成。

9 . JICAとしての具体的な技術協力のあり方

今後、地球温暖化問題に対応しながらその経済発展に見合う電源開発を行っていくには、大規模水力発電の開発、原子力発電の推進、化石燃料の効率的活用とCCSとなる。

(1) 水力発電開発（特に国境をまたぐプロジェクト）への特別支援

これまで、投資リスクが大きく、回収期間の長い、また環境問題で開発が頓挫するケースの多い水力発電事業への投資は政府及び民間双方にとって、手控えられてきていた（例えば、世界銀行も環境面で問題があるとの指摘から融資に消極的である）。この面で、JICAとして、特別円借款のような超長期のソフトローンを「環境枠」として組むことで、当該国に大きな貢献をすることができる。

(2) 原子力発電の推進

新興国の急速なエネルギー需要拡大と、安定供給や気候変動に対する懸念を解決するには原子力開発をこれまでの流れの中でさらに推進する必要がある。

(3) 化石燃料の効率的利用とCCS

地球温暖化問題に対応するには、化石燃料自体の使用量を減らすとともに、効率的な消費が必要になる。例えば、ベトナムでは2010年以降石炭火力の大型化が進むことが予想されることからUSC（超臨界圧）の導入も含め推進していく。

(4) 電力／ガスのベストミックスの利用の拡大への貢献

近年の技術革新により、従来の石油・石炭発電に比べ、環境負荷やプラント建設のコストと工期において大きな比較優位をもつに至った天然ガス発電が、燃料源としての重要性を高めている。より効果的な電力セクタープラン形成のためには、電力産業とガス産業を一体として政策立案を行うことが必要である。

さらに、ガス（LNG含む）とヒートポンプ、コジェネの活用により、臨海部の都市開発も合わせて推進することができる。

各国の電源開発政策について議論する場合、政策面、制度面、組織面、人材育成を含む技術面、経済財務面、環境社会面など総合的な視点が必要である。今回、地球温暖化問題の視点を含め議論を行う場合、政策を実効性のあるものとして展開するシナリオの提示として、表9 - 1に制度面、組織面、人材育成面などの観点からの課題を述べた。

表 9 - 1 今後の電源開発政策を実効性のあるものにするための課題

	ベトナム	スリランカ
電源のベストミックスの方法	自国の水力、石炭資源を最大限に開発しつつも長期的には、輸入石炭、原子力発電所を導入する。	自国の水力資源を最大限活用しつつも輸入石炭発電による電力平均コストの低下を図る。LNGの活用も視野に入れる。
政策制度面	第6次電力マスタープランに沿って電源開発がすすめられる。	CEB電力マスタープランに沿って電源開発がすすめられる。
組織技術面	EVN/ベトナムIPP政府系の組織、技術面の問題は今後のキャパシティビルディングによって解決されると思われる。	CEBの組織、技術面の問題は今後のキャパシティビルディングによって解決されると思われる。
経済財務面	EVNの財務上の問題点は大きくない。また、国による財務支援は必要な投資については行われるものと思われる。	CEBの財政上の問題が発電所建設の足かせとなりうる。
環境社会面	今後の原子力発電を建設するにあたって地域住民/NGOとの意見調整が必要となろう。	今後石炭による火力発電所を建設するにあたって地域住民/NGOとの意見調整が必要となろう。
JICAとしての協力のポイント	原子力発電における技術協力 石炭火力発電におけるCCSの活用。	LNGを導入する場合は、LNG建設、冷熱利用、ガス利用において技術協力が必要。 石炭火力発電におけるCCSの活用。

注：JICAとは2008年9月のJBIC円借款部門との統合後の姿のことを示す。

出所：筆者作成。

10. 今後の課題

今後の研究課題としては以下のようなものがある。

(1) 最適電源構成の研究におけるポートフォリオ理論の応用

自由化された電力セクター改革下にあっては、長期的な観点からの電源計画は軽視されがちであり、マーケットメカニズムが導入された短期的な観点からの電源計画が行われる傾向にある。例えば、短期で経済効果のあるガス発電が民間主導で多く進められ、初期コストはかかるが、長期的なメリットのある水力発電は敬遠される方向にある。これは、長期的に経済面だけでなく、環境面、ひいてはエネルギー安全保障上も大きな問題である。他方で、需要の急増、地球環境問題、近年の原油価格の高騰等からベトナム等においても原子力発電所の建設が計画されており、持続可能な経済成長のために、原子力は導入が不可欠なエネルギー源となっている。水力も初期コストはかかるが、エネルギー安全保障上は有効なエネルギー源である。

今後の課題としては、ベトナムとスリランカを対象として各種電源の発電費用とその燃料供給の変動リスクを全体として、コストとリスク分散からみて、最適な電源構成になるような分析を行うことが必要となろう。石炭は石油よりコストが安く、政治的なリスクも少ないが、環境負荷が高い。天然ガスはコスト、環境面でよいが、パイプラインの場合、政治的なリスクもある。原子力発電においても、輸入原料ウランの輸入リスクが、存在する。ベトナムとスリランカにとっての効率的な電源ポートフォリオがいかなる形になるか、検討を行う。こうした電源計画を担保するような、電力セクター改革や電力産業組織のありかたを提言し、現在の電力セクター改革の方向性に及ぼす影響について検討を行う必要がある。

(2) 環境に関するデータ指標の開発の必要

EUにおいても発電の外的コストにかかわるデータは燃料選択、技術と国に依存して、大きく異なっている。本研究では触れることができなかったが、こうした他地域における経験を踏まえ、本研究では環境外部費用にかかわるデータベースについてはローカル汚染物質（SO₂、NO_x）と全世界的環境汚染物質のCO₂、及び健康損害、建築物への影響、事故、騒音とその他のコストなどの指標について、ベトナム及びスリランカのデータ整備の現状を調査するとともに、データ整備が不十分な場合は代用指標を開発する必要がある。

(3) より詳細なデータセットの開発

より正確なデータ計測には、クリーンコール技術の導入による効果もみるべきであろう。

（例：超臨界圧ボイラー（従来火力に比べてCO₂排出量の抑制効果が2～3割高い））

参考文献

- 小浜裕久 (1992) 『ODAの経済学』 日本評論社
- 高砂智之 (2007) 「社会技術革新学特論4 (353) 地球環境とエネルギーコジェネレーション技術の発展」 化学工学会、SCE・Net
- 電力中央研究所 (2000) 「ライフサイクルCO₂排出による発電技術の評価」
- 山崎博 (2007) 「講義No. 8 ヒートポンプと未利用エネルギー」 お茶の水女子大学 化学・生物総合管理の再教育講座 社会技術革新学特論4 (科目No. 353) SCE-Net
- Asian Development Bank (ADB) (2000) “Power, Developing Best Practices for Promoting Private Sector Investment in Infrastructure.”
(2006) Clean Energy Applications in Asia and the Pacific, ADB.
www.adb.org/clean-energy
- Asian Development Bank (ADB) Technical Assistance (2003) “TA 3763 VIE: Vietnam Road Map for Power Sector Reform,” PA Consulting.
- Anderson, M.S. (2004) “Vikings and Virtues: a decade of CO₂ taxation,” *Climate Policy* Vol.4 (1):13-24.
- Anthony, D. Owen (2006) “Renewable energy: Externality costs as market barriers,” *Energy Policy* 34: 632-642.
- Asia Pacific Energy Research Center (APEREC) (2006) *APEC Energy Demand and Supply Outlook. Projections to 2030 Economic Review.*
- Argiriou, A. A. and Mirasgedis, S. (2003) *The solar thermal market in Greece: review and perspectives.* Renew Sustain.
- Bernow, S.; Biewald, B. and Marron, D. (1991) “Full-cost dispatch: incorporating environmental externalities in electric system operation.” *The Electricity Journal* 4, 20-33.
- Bernow, S.; Biewald, B. and Wolcott, D. (1993) “Modelling fuel cycle and site-dependent environmental impacts in electric resource planning,” *Expert Workshop on Life-Cycle Analysis of Energy Systems: Proceedings, Paris, France.* OECD/IEA, Paris 21022 May 1992.
- Downing, T. E.; Anthoff, D.; Butterfield, B.; Ceronisky, M.; Grubb, M.; Guo, J.; Hepburn, C.; Hope, C.; Hunt, A.; Li, A.; Markandya, A.; Moss, S.; Nyong, A.; Tol, R. S. J. and Watkiss, P. (2005) *Scoping uncertainty in the social cost of carbon.* London: DEFRA.
<http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/carboncost/sei-scc.htm>.
- European Commission (EC) (1997) Energy for the Future
(2002) Scientific and technological references. Energy technology indicators DG RTD.
www.cordis.lu/eesd/src/indicators.htm
- Externalities of Energy, A Research Project of the European Commission (Extern E) (2003) *External Costs: Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport.*
- Grubb, M. (2007) “Climate change impacts, energy, and development,” *Proceedings of World Bank Annual Bank Conference on Development Economics, Tokyo, 2006* (World Bank, Washington 2007) .
- Hope, C. and David, Newbery, D. M. (2007) “Calculating the Social Cost of Carbon,” *CWPE 0749 & EPRG 0720*, Judge Business School and Faculty of Economics, University of Cambridge.
- International Energy Agency (IEA) (1999) World Energy Outlook. Looking at Energy Subsidies: Getting the Prices Right.
(2002) Renewable Energy into the Mainstream

- (2007) CO₂ allowance and electricity price interaction: impact on industry's electricity purchasing strategies in Europe, OECD/IEA available at http://www.iea.org/textbase/papers/2007/jr_price_interaction.pdf
- Kopp, Ray Alan, Krupnick and Toman, Michael A. (1997) "Cost-Benefit Analysis and Regulatory Reform," *Human and Ecological Risk Assessment*, Vol. 3, No. 5, November 1997.
- Kopp, Raymond J. and Hazilla, Michael (1990) "The Social Cost of Environmental Quality Regulations: A General Equilibrium Analysis," *Journal of Political Economy*, August 1990.
- Kopp, Raymond J. (1992) "Why Existence Value Should be Included in Cost-Benefit Analysis," *Journal of Policy Analysis and Management*, Vol. 11, No. 1, Winter 1992.
- Meier, P. and Munasinghe, Mohan (1994) "Incorporating environmental concerns into power sector decision making: A case study of Sri Lanka," *Environment Paper* No. 6 Washington, D. C.: World Bank, viii, p.167.
- Neuhoff, K.; Keats, K. and Sato, M. (2006) "Allocation, incentives and distortions: the impact of EU ETS emissions allowance allocations to the electricity sector," *Climate Policy*, Vol. 6, Issue 1, 73-91.
- Newbery, D. M. (2005) "Why tax energy? Towards a more rational policy," *Energy Journal*, 26 (3) : 1-39.
- Owen, Anthony D. (2006) "Renewable energy: Externality costs as market barriers," *Energy Policy* 34: 632-642.
- Rabl, A. and Spandaro, J.V. (2000) "Public Health Impact of Air Pollution and Implications for the Energy System," *Annual Review of Energy and Environment* 25.
- Rafaj Peter and Socrates Kypreos (2006) "Internalisation of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL model," *Energy Policy*.
- Steenblik, R. (2005) "Liberalisation of Trade in Renewable-Energy Products and Associated Goods: Charcoal, Solar Photovoltaic Systems, and Wind Pumps and Turbines," *OECD Trade and Environment Working Papers*, 2005/07, OECD Publishing. doi:10.1787/216364843321
- Stern Review final report
http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/stern_review_report.cfm
(2008年 2月23日参照)
- Sundqvist, T. (2004) "What census the disparity of electricity externality estimates," *Energy Policy* 32: 1753-1766.
- Thi Ngoc, N. and Nomura, M. (2005) "Electricity Industry Reform in Vietnam, as Extended View on Asian Countries" 『公益事業研究』 第57巻 3号 (*Journal of Public Utility Economics* Volume 57, No3) .
- Tsoutsos, Theocharis; Frantzeskaki, Niki and Gekas, Vassilis (2005) "Environmental impacts from the solar energy technologies," *Energy Policy* 33: 289-296.
- Tol, R. S. J. (2005) "The marginal damage costs of carbon dioxide emissions: an assessment of the uncertainties," *Energy Policy*, 33: 2064-2074.
- Watkiss, P. et al. (2005) "The social cost of carbon," London: DEFRA, December.

参考資料

動的計画法の電力系統問題への応用

博士論文「馬郡英樹：電力設備計画問題における組合せ最適化手法の開発と応用」

(平成17年3月 東京都立大学 工学研究科 電気工学専攻)より抜粋

拡張動的計画法

拡張動的計画法による整数計画問題の解法

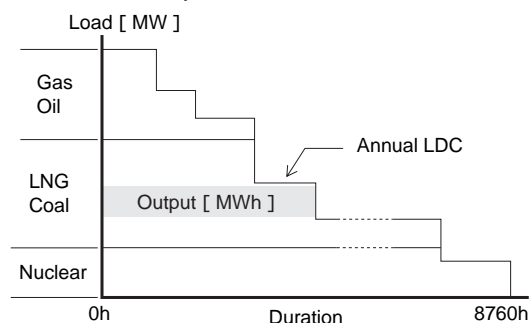
電源ベストミックス問題への応用

電力系統の計画問題では、電源ベストミックス問題が最も基本となる問題として挙げられる。電源ベストミックス問題とは、将来の目標年度における電力需要を満たす発電機の組み合わせをコスト最小で決定する問題である。これまでの研究によると電源ベストミックス問題にはいくつかの定式化が提案されているが、ここでは電力需要予測より得られる年間の負荷持続曲線 (Load Duration Curve: LDC) を利用し、各種電源の出力を台数に応じ下から順番に積み重ねていく方法 (pp. 30, 39) を採用する。この方法は電源の位置づけ (ベース、ミドル、ピーク) が明確な原子力、火力、LNG、石炭、水力などに適用できるが、負荷平準化機能を有する揚水式水力、電力貯蔵システムでは利用可能エネルギーの容量制約が生じるため、直接的な適用ができず拡張された手法を採用する必要がある。本項では、負荷平準化用電源については対象外とし、大規模ベストミックス問題に対する拡張動的計画法の適用可能性を検証する (p.93)¹ こととする。

電源ベストミックス問題の定式化

目標年度における電源構成と負荷持続曲線が与えられている時、当該年度における総コスト (固定費と変動費) を最小化する各種電源の台数を求める問題は、以下のように定式化される。ここで、固定費は電源導入の投資コストであり電源台数*投資費単価で算定し、変動費は発電コストであり発電量*発電費単価で算定する。発電量は負荷持続曲線を各電源の出力区間で積分する (図の網がけ部)。また制約条件は、各電源の出力和が目標年度の最大負荷以上となる需給充足条件と目標年度における各電源の台数範囲である。

図A1 Sample of Load Duration Curve



¹ Magori, H.; Yamanaka, T.; Nakajima, S.; Yokoyama, R. (2002) "Large-Scale Generation MIX Solution in Deregulated Environment via Extended Dynamic Programming," *Proc. of ICEE 2002*, pp.245, 248, July 2002.

【問題 MIX】

$$\text{目的関数: } \sum_{j=1}^n \{ f_j x_j + v_j A_j (y_j, y_{j-1}) \} \quad \text{最小化}$$

$$\text{制約条件: } \sum_{j=1}^n p_j x_j \leq q \quad (\text{需給充足条件})$$

$$l_j \leq x_j \leq u_j \quad (j=1 \sim n)$$

注) 変数 $x_j (j=1 \sim n)$ を除き全パラメータは実数とする。

ここで、

$$A_j (y_j, y_{j-1}) = \int_D LDC(l) dl \quad D = [y_{j-1}, y_j] \quad (j=1 \sim n)$$

$$y_j = \sum_{k=1}^j p_k x_k \quad (j=1 \sim n), \quad y_0 = \text{積分開始位置 (0)}$$

記号の定義

n	:	電源構成の種類数
x_j	:	目標年度における電源jの台数
y_j	:	電源1から電源jまでの出力和 [MW]
l_j, u_j	:	電源jの台数範囲(下限,上限)
f_j	:	電源jの投資費単価 [円/台]
v_j	:	電源jの発電費単価 [円/MWh]
A_j	:	電源jの発電量 [MWh]
p_j	:	電源jの単機容量 [MW]
q	:	目標年度における最大負荷 [MW]
LDC	:	目標年度における年間負荷持続曲線

電源ベストミックス問題の解法

問題MIXに対して、問題NIPで示した動的計画法による解法を適用する。ただし、問題MIXの制約条件は変数の上下限制約と1個の線形需給充足条件のみであるので、制約条件については問題NIPの定式化に当てはまるが、目的関数については、問題NIPが変数分離形の任意関数を採用しているのに対し、問題MIXの目的関数は変数分離形とはなっていない。この定式化の相違は、動的計画法の適用可能問題の拡張を要求しているので、下記2項目に関し拡張性についての主要ポイントを解説しておく。

動的計画法の最適性の原理が成立する特殊形式の目的関数

動的計画法の最適性の原理は、問題NIPで示した変数分離形の目的関数以外にも下記に示す単調性を満たす目的関数にも適用可能²であり、問題MIXの定式化はこれに該当する。

² 岩本誠一(1995)『動的計画論』経済工学シリーズ、九州大学出版会、1995年5月

また、この目的関数に対して問題 NIPで導入した拡張動的計画法の劣解判定基準も成立することが証明できる（証明は省く）。したがって、問題MIXの解法として、問題 NIPで示した解法を適用できる。ただし、問題MIXは最小化問題、問題 NIPは最大化問題であること、また両者の制約条件式の不等号の向きが異なっていることを考慮しなければならない。単調性を満たす目的関数を使用する問題とその最適性の原理を以下に示す。

目的関数： $g_n(x_1, x_2, \dots, x_n)$ 最大化

単調性： $g_j(x_1, x_2, \dots, x_j) = g_j(g_{j-1}(x_1, x_2, \dots, x_{j-1}), x_j)$ ($j=2 \sim n$) が成立し、
各 $g_j(g_{j-1}, x_j)$ は g_{j-1} に関して非減少とする。

制約条件： $\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i$ ($i=1 \sim m$)

$l_j \leq x_j \leq u_j$ ($j=1 \sim n$)

最適性の原理

$z_0(0, 0, \dots, 0) = 0$

$z_k(y_{1k}, y_{2k}, \dots, y_{mk}) = \max\{g_k(z_{k-1}(y_{1k}-a_{1k}x_k, y_{2k}-a_{2k}x_k, \dots, y_{mk}-a_{mk}x_k), x_k)\}$
($D_k, l_j \leq x_j \leq u_j, j=1 \sim k$) $D_k(y_{ik} \leq b_i, i=1 \sim m)$ ($k=1 \sim n$)

変数の可換性と順番

問題 NIP は目的関数と制約条件が変数分離形であるので変数の交換則が成立し、その順番を入れ替えても同一解が得られる。しかしながら、問題MIXの目的関数は変数分離形でなく変数の順番に依存する積分項が含まれている。したがって問題MIXでは、解を求める前提として変数の順番を決定することを陰に要求しているのである。一般に電源ベストミックス問題では、この順番決定の手段として電源の変動費単価の安い順を採用しており、これは電源構成の位置づけ（ベース、ミドル、ピーク）とも合致する方法である。この方法は、単調減少の負荷持続曲線に対し、電源台数に比例する固定費と発電量に比例する変動費を配分する場合に成立することが証明される（証明は省く）。

次に、問題MIXを動的計画法で実際に解く際に有効な解の絞り込みについて述べる。問題MIXでは制約条件として、最大負荷と総発電量が完全一致する需給バランス条件を使用せず、離散値が考慮可能な不等号の需給充足条件を採用している。この不等号制約条件は状態空間の非有界性を招き、無駄な状態組み合わせを取り込む可能性があるため、実際では以下に示す上下界つきの需給充足条件を設定する方がよい。この設定により制約条件値の上界が確定するので、大幅な状態数の削減が見込まれる。

制約条件： $\hat{q} > \sum_{j=1}^n p_j x_j \leq q$ （需給充足条件）

ここで、 $\hat{q} = q + \max_{(j=1 \sim n)}(p_j)$

この上界値 \hat{q} は下界値である最大負荷 q に電源単機容量の最大値を加えた値であるので、正しい設定値であることが容易に理解される。

謝 辞

この度、ベトナム及びスリランカにおける環境を配慮した電源政策に関わる分析というテーマで、平成19年度のJICA客員研究員として受託し、調査させていただきましたが、研究を進めるにあたって、多くの方々からご支援をいただきました。

本研究受託後に、研究実施計画を立てる際の国際協力総合研修所調査研究グループ援助手法チームよりのアドバイス、また、スリランカ、ベトナムでの海外調査の際の日本大使館、JICA事務所訪問時における関係者との意見交換、また、日本及び現地における本邦コンサルタント企業や各種団体職員で現地にて電源開発に携わった多くの面談した方々など、ここでそれらのお名前を記しませんが、この場をお借りしてお礼を申し上げます。

これらの関係者多数との対話によって本報告書が出来上がったといっても過言ではありません。深甚のお礼を申し上げたいと思います。

2008年3月
長山 浩章

略 歴

長山 浩章（ながやま ひろあき）

最終学歴：京都大学大学院エネルギー科学研究科博士後期課程修了（エネルギー科学博士）

現在：東京工業大学世界文明センターフェロー

経歴：1964年生まれ。慶應大学経済学部（学士） エール大学（経営学修士号MBA取得）

2004-2005年 ケンブリッジ大学応用経済学部客員研究員

三菱総合研究所主任研究員

東京工業大学世界文明センターフェロー