

**ASEAN 長期エネルギー政策に関する
情報収集・確認調査
(モデル構築)**

ファイナルレポート

平成26年3月

(2014年)

独立行政法人
国際協力機構

一般財団法人
日本エネルギー経済研究所

このページは白紙です。

目次

| | |
|---------------------------------------|----------|
| エグゼクティブ サマリー | 1 |
| 調査の背景 | 1 |
| 調査の目的 | 1 |
| モデルによる分析..... | 2 |
| シミュレーション分析とその成果..... | 3 |
| 今後の発展にむけて..... | 4 |
| 第1章 調査の概要 | 5 |
| 1.1 調査の背景 | 5 |
| 1.2 調査の概要 | 5 |
| 1.3 調査計画と調査の経過 | 6 |
| 第2章 VIP 諸国及び ASEAN の電力事情 | 9 |
| 2.1 ベトナム | 9 |
| 2.1.1 経済情勢..... | 9 |
| 2.1.2 エネルギー資源とエネルギー需給 | 10 |
| 2.1.3 電力需要..... | 11 |
| 2.1.4 電力供給..... | 12 |
| 2.1.5 電力体制..... | 13 |
| 2.1.6 電気料金と制度..... | 15 |
| 2.1.7 電源開発計画..... | 16 |
| 2.1.8 国際系統連系..... | 17 |
| 2.2 インドネシア | 21 |
| 2.2.1 経済情勢..... | 21 |
| 2.2.2 エネルギー資源とエネルギー需給 | 22 |
| 2.2.3 電力需要..... | 23 |
| 2.2.4 電力供給..... | 24 |
| 2.2.5 電力管理体制..... | 27 |
| 2.2.6 電気料金と制度..... | 28 |
| 2.2.7 発電コスト..... | 29 |
| 2.2.8 電源開発計画..... | 30 |
| 2.2.9 国際系統連系..... | 32 |
| 2.3 フィリピン | 34 |
| 2.3.1 経済情勢..... | 34 |
| 2.3.2 エネルギー資源とエネルギー需給 | 35 |
| 2.3.3 電力需要..... | 36 |
| 2.3.4 電力供給..... | 38 |
| 2.3.5 電力管理体制..... | 39 |
| 2.3.6 電気料金と制度..... | 40 |

| | | |
|------------|---------------------------------------|-----------|
| 2.3.7 | 電力コスト..... | 41 |
| 2.3.8 | 電源開発計画..... | 43 |
| 2.3.9 | 系統連系..... | 43 |
| 2.4 | ASEAN..... | 45 |
| 2.4.1 | 経済情勢..... | 45 |
| 2.4.2 | エネルギー資源とエネルギー需給..... | 47 |
| 2.4.3 | 電力需要..... | 50 |
| 2.4.4 | 電力供給..... | 51 |
| 2.4.5 | 国際系統連系..... | 54 |
| 2.5 | ASEAN 諸国のエネルギー補助金..... | 56 |
| 2.5.1 | ベトナム..... | 58 |
| 2.5.2 | インドネシア..... | 58 |
| 2.5.3 | フィリピン..... | 60 |
| 第3章 | 調査の基本的手法..... | 63 |
| 3.1 | アプローチの方法..... | 63 |
| 3.2 | 2050年のエネルギー需要..... | 63 |
| 3.3 | モデルのコンセプト..... | 64 |
| 3.3.1 | 既存モデル/ツールのレビュー..... | 64 |
| 3.3.2 | 新モデルの構築..... | 65 |
| 3.4 | シミュレーション分析と提言..... | 67 |
| 第4章 | 最適電源モデルと主要前提条件..... | 69 |
| 4.1 | モデルの構造..... | 69 |
| 4.1.1 | モデルの構造..... | 69 |
| 4.1.2 | シミュレーションのメカニズムと基本パラメーター..... | 71 |
| 4.1.3 | 政策アセスメントとモデルの操作..... | 73 |
| 4.2 | シミュレーション分析のための主要前提条件..... | 74 |
| 4.2.1 | 需要の前提条件..... | 74 |
| 4.2.2 | 発電所の技術特性..... | 75 |
| 4.2.3 | 燃料費..... | 77 |
| 4.3 | シナリオの設定..... | 77 |
| 第5章 | ASEAN 諸国についてのシミュレーション分析結果..... | 81 |
| 5.1 | ベトナム..... | 81 |
| 5.1.1 | リファレンス・シナリオ..... | 82 |
| 5.1.2 | 最小コスト・シナリオ..... | 83 |
| 5.1.3 | 発電目標シナリオ..... | 84 |
| 5.1.4 | CO ₂ 削減シナリオ..... | 85 |
| 5.1.5 | 燃料補助金シナリオ..... | 87 |
| 5.1.6 | FIT 導入シナリオ..... | 87 |
| 5.1.7 | 高効率発電シナリオ..... | 88 |

| | |
|--|------------|
| 5.2 インドネシア | 89 |
| 5.2.1 リファレンス・シナリオ | 90 |
| 5.2.2 燃料輸出制限シナリオ | 91 |
| 5.2.3 電力料金補助金の削減シナリオ | 92 |
| 5.2.4 最小コスト・シナリオ | 93 |
| 5.2.5 FIT シナリオ | 94 |
| 5.2.6 エネルギー構造目標シナリオ | 95 |
| 5.2.7 GHG 削減シナリオ | 96 |
| 5.2.8 供給側での効率改善 | 97 |
| 5.2.9 供給側での熱効率改善と CO ₂ 排出量削減のシナリオ | 98 |
| 5.3 フィリピン | 100 |
| 5.3.1 リファレンス・シナリオ (BAU) | 102 |
| 5.3.2 最小コスト・シナリオ | 102 |
| 5.3.3 発電目標シナリオ | 103 |
| 5.3.4 FIT シナリオ | 104 |
| 5.3.5 高効率発電シナリオ | 105 |
| 5.3.6 IRR 5% での電力料金設定シナリオ | 106 |
| 5.4 ASEAN | 106 |
| 5.4.1 一般的な前提条件 | 106 |
| 5.4.2 発電効率改善シナリオ | 108 |
| 5.4.3 GHG 削減シナリオ | 110 |
| 5.4.4 再生可能エネルギー導入促進シナリオ | 113 |
| 5.4.5 ASEAN Grid 系統連系 | 114 |
| 第 6 章 今後の取組み | 117 |
| 6.1 調査結果の概要 | 117 |
| 6.2 低炭素・省エネ社会の建設に向けて | 119 |

表 一 覧

| | |
|--|----|
| 表 2.1.1 Key Indicators | 9 |
| 表 2.1.2 ベトナムの電気料金とアセアン諸国の比較 | 16 |
| 表 2.1.3 ベトナムの電源別発電量の見込み | 17 |
| 表 2.1.4 発電分野の投資計画 | 17 |
| 表 2.1.5 第 7 次電力開発マスタープランによる国際連系線計画 | 18 |
| 表 2.1.6 2012 年の新規稼働設備容量 | 19 |
| 表 2.1.7 2013 年の新規設備導入計画 | 19 |
| 表 2.1.8 2014 年の新規設備導入計画 | 20 |
| 表 2.1.9 2015 年の新規設備導入計画 | 20 |
| 表 2.2.1 Key Indicators | 21 |

| | | |
|----------|---|-----|
| 表 2.2.2 | 発電設備容量の推移と投資 | 26 |
| 表 2.2.3 | 部門別の電気料金の推移 | 28 |
| 表 2.2.4 | PLN の発電コスト (2012 年) | 30 |
| 表 2.2.5 | インドネシアの電源別発電量の見込み | 32 |
| 表 2.3.1 | Key Indicators..... | 34 |
| 表 2.3.2 | 2012 年のグリッド別・部門別の電力需要 | 37 |
| 表 2.3.3 | 2012 年の電源別・グリッド別の発電状況 | 38 |
| 表 2.3.4 | 2012 年のグリッド別の電源構成 | 39 |
| 表 2.3.5 | フィリピンの発電会社の発電コスト、卸電力価格..... | 42 |
| 表 2.3.6 | フィリピンのグリッド別の電源開発計画 | 43 |
| 表 2.4.1 | 2012 年の ASEAN 諸国の経済指標 | 45 |
| 表 2.4.2 | ASEAN 及び主要国の GDP 年成長率予測 | 46 |
| 表 2.4.3 | ASEAN 主要国のエネルギー資源 (2012 年末確認埋蔵量) | 47 |
| 表 2.4.4 | ASEAN 主要国の主要経済・エネルギー指標 | 48 |
| 表 2.4.5 | ASEAN 諸国のエネルギー構造 (2012 年) | 49 |
| 表 2.4.6 | 2011 年の国別、分野別の最終電力消費..... | 50 |
| 表 2.4.7 | 電力の最終消費の予測 | 51 |
| 表 2.4.8 | 主要 ASEAN 諸国の電源構成 | 52 |
| 表 2.4.9 | ASEAN 諸国の発電電量の予測 | 53 |
| 表 2.4.10 | 電源別の発電電量とその構成 | 54 |
| 表 2.4.11 | メコン河流域における 2010 年の電力取引と純輸入 (GWh) | 55 |
| 表 2.5.1 | ASEAN 主要国における化石燃料補助金(2011)..... | 57 |
| 表 2.5.2 | ASEAN における化石燃料補助金と改善策 | 57 |
| 表 2.5.3 | インドネシアの化石燃料補助金 | 59 |
| 表 2.5.4 | ユニバーサルチャージ等の累積徴収額、金利、支給額 (2013 年 4 月現在) | 60 |
| 表 4.2.1 | タイプ別発電所の技術特性 | 75 |
| 表 4.2.2 | プラントタイプ別の経済特性 | 76 |
| 表 4.2.3 | 燃料価格の想定 | 77 |
| 表 4.3.1 | 低炭素・省エネ政策のダイアグラム | 78 |
| 表 4.3.2 | シナリオ選択 | 79 |
| 表 5.1.1 | ベトナムのシナリオ分析 | 82 |
| 表 5.2.1 | シミュレーション結果: インドネシア | 89 |
| 表 5.2.2 | インドネシアの天然ガス価格の想定 | 90 |
| 表 5.2.3 | 2011 年と 2013 年の電源構成 | 90 |
| 表 5.2.4 | 2050 年の電源構成 | 96 |
| 表 5.2.5 | 効率を変化させたときの石炭火力と天然ガス火力の技術特性..... | 97 |
| 表 5.2.6 | GHG 削減+エネルギー効率改善 | 99 |
| 表 5.3.1 | フィリピンのシナリオ分析結果 | 101 |
| 表 5.4.1 | リファレンス・シナリオの電源構成見通し | 107 |

| | | |
|---------|-------------------------------|-----|
| 表 5.4.2 | 主要指標: リファレンス・シナリオ | 108 |
| 表 5.4.3 | 発電効率改善の比較 | 110 |
| 表 5.4.4 | GHG 削減シナリオの比較..... | 111 |
| 表 5.4.5 | 再生可能エネルギー促進シナリオ : ASEAN | 113 |

図 一 覧

| | | |
|----------|---------------------------------------|----|
| 図 2.1.1 | ベトナムのエネルギー資源 (確認埋蔵量) | 10 |
| 図 2.1.2 | ベトナムの一次エネルギー供給と自給率の推移 | 11 |
| 図 2.1.3 | ベトナムの電力需要 | 11 |
| 図 2.1.4 | ソース別のベトナムの電力供給 | 13 |
| 図 2.1.5 | 2012 年の発電設備の構成比 | 13 |
| 図 2.1.6 | ベトナムの電力管理体制 | 14 |
| 図 2.1.7 | ベトナムの電力市場 | 15 |
| 図 2.1.8 | 電気料金の推移 | 15 |
| 図 2.1.9 | 2020 年と 2030 年のベトナムの電源構成 | 16 |
| 図 2.2.1 | インドネシアのエネルギー資源 (確認埋蔵量) | 22 |
| 図 2.2.2 | インドネシアの一次エネルギー供給と自給率の推移 | 23 |
| 図 2.2.3 | インドネシアの電力需要 | 23 |
| 図 2.2.4 | 近年の電源別発電電力量 | 25 |
| 図 2.2.5 | 2012 年の電源構成 | 25 |
| 図 2.2.6 | PLN の地域別電力設備 | 26 |
| 図 2.2.7 | インドネシアの電力事業の体制 | 27 |
| 図 2.2.8 | インドネシアの電力市場 | 28 |
| 図 2.2.9 | 電力に対する政府の補助金交付額 | 29 |
| 図 2.2.10 | 発電コスト・電気料金・補助金の関係 | 30 |
| 図 2.2.11 | インドネシアの電源構成 | 31 |
| 図 2.2.12 | 設備投資計画 | 32 |
| 図 2.3.1 | フィリピンのエネルギー資源 (確認埋蔵量) | 35 |
| 図 2.3.2 | フィリピンの一次エネルギー供給と自給率の推移 | 35 |
| 図 2.3.3 | フィリピンの電力需要 | 36 |
| 図 2.3.4 | グリッド別の電力需要 | 37 |
| 図 2.3.5 | フィリピンの電力市場 | 39 |
| 図 2.3.6 | フィリピンの電気料金の推移 | 41 |
| 図 2.3.7 | 発電、送配電コスト | 42 |
| 図 2.3.8 | 系統連系の現状と計画 | 44 |
| 図 2.4.1 | ASEAN 諸国の GDP の成長率 (2000 年=100) | 46 |
| 図 2.4.2 | ASEAN 諸国の一次エネルギー消費 | 47 |

| | | |
|----------|--|-----|
| 図 2.4.3 | ASEAN 主要国の一人当たりエネルギー消費 | 48 |
| 図 2.4.4 | ASEAN 諸国の電力消費 | 50 |
| 図 2.4.5 | 電源別発電量の構成 | 52 |
| 図 2.4.6 | ASEAN 諸国の火力発電の熱効率 | 53 |
| 図 2.4.7 | 将来の ASEAN の系統連系計画 | 54 |
| 図 2.5.1 | ASEAN における化石燃料補助金 | 56 |
| 図 2.5.2 | 補助金のかけられた軽油と LPG の量およびその補助金額 | 59 |
| 図 3.3.1 | 既存ツールのレビューと再生可能エネルギーへの対応 | 65 |
| 図 3.3.2 | マイクロソフト・エクセルとアドイン「Simple.E」を用いたモデル構築環境 | 66 |
| 図 3.4.1 | シミュレーション分析のコンセプト | 67 |
| 図 4.1.1 | モデルの概念図 | 70 |
| 図 4.1.2 | 最適電源の組み合わせのイメージ | 71 |
| 図 5.1.1 | リファレンス・シナリオ：ベトナム | 83 |
| 図 5.1.2 | 最小コスト・シナリオ：ベトナム | 83 |
| 図 5.1.3 | 発電目標シナリオ：ベトナム | 85 |
| 図 5.1.4 | CO ₂ 削減シナリオ：ベトナム | 86 |
| 図 5.1.5 | 燃料補助金シナリオ：ベトナム | 87 |
| 図 5.1.6 | FIT シナリオ：ベトナム | 88 |
| 図 5.1.7 | 高効率発電シナリオ：ベトナム | 88 |
| 図 5.2.1 | リファレンス・シナリオの電源構成：インドネシア | 90 |
| 図 5.2.2 | 燃料輸出制限シナリオでの電源構成：インドネシア | 92 |
| 図 5.2.3 | 電力料金補助金の削減シナリオ：インドネシア | 92 |
| 図 5.2.4 | 最小コスト・シナリオ：インドネシア | 93 |
| 図 5.2.5 | FIT シナリオ：インドネシア | 94 |
| 図 5.2.6 | エネルギー構造目標シナリオ：インドネシア | 95 |
| 図 5.2.7 | GHG 削減シナリオ：インドネシア | 96 |
| 図 5.2.8 | リファレンス・シナリオについて発電効率を変化させた場合の総発電コスト | 98 |
| 図 5.2.9 | 異なる熱効率での GHG 排出量削減による総発電コスト | 100 |
| 図 5.2.10 | 異なる熱効率での GHG 排出量削減による CO ₂ 排出量 | 100 |
| 図 5.2.11 | 異なる熱効率での GHG 排出量削減による CO ₂ 排出削減の限界コスト | 100 |
| 図 5.3.1 | リファレンス・シナリオ：フィリピン | 102 |
| 図 5.3.2 | 最小コスト・シナリオ：フィリピン | 103 |
| 図 5.3.3 | 発電目標シナリオ：フィリピン | 104 |
| 図 5.3.4 | FIT シナリオ：フィリピン | 104 |
| 図 5.3.5 | 高効率発電シナリオ：フィリピン | 105 |
| 図 5.3.6 | IRR 5% での電力料金設定シナリオ：フィリピン | 106 |
| 図 5.4.1 | ASEAN 諸国の電源構成 (2012) | 107 |
| 図 5.4.2 | リファレンス・シナリオ：ASEAN | 108 |
| 図 5.4.3 | 発電効率の異なるシナリオの比較：ASEAN | 109 |

| | | |
|---------|-------------------------------|-----|
| 図 5.4.4 | GHG 削減と原子力推進のシナリオ：ASEAN | 112 |
| 図 5.4.5 | 再生可能エネルギー促進シナリオ：ASEAN | 114 |
| 図 5.4.6 | 系統連系の効果 (2050) | 115 |

附属資料 - A：政策オプションのシミュレーション方法の検討

附属資料 - B：ASEAN 諸国のエネルギー見通し

略語表

| | |
|---------|---|
| ARI | Asiam Research Institute. Inc |
| ASEAN | Association of South - East Asian Nations |
| A-USC | Advanced Ultra-super Critical |
| BAT | Best Available Technology |
| BAU | Business as Usual |
| Bcf | Billion Cubic Feet |
| BOT | Build Operate Transfer |
| BP | British Petroleum |
| CAPEX | Capital Expenditure |
| CCGT | Combined Cycle Gas Turbine |
| CHP | Combined Heat and Power |
| DMO | Domestic Market Obligation |
| DOE | Department Of Energy |
| DU | Distribution Utilities |
| EC | Electrification Cooperatives |
| EDC | Energy Development Cooperation |
| EFOM | Energy Flow Optimization Model |
| EPIRA | Electric Power Industry Reform Act |
| FIT | Feed-in Tariff |
| GHG | Greenhouse Gas |
| GMS | Great Mekong Sub-region |
| GNI | Gross National Income |
| ICPR | Indonesian Coal Price Reference |
| IEA | International Energy Agency |
| IEEJ | The Institute of Energy Economics, Japan |
| IMEM | Interim Mindanao Electricity Market |
| IMF | International Monetary Fund |
| IPP | Independent Power Producer |
| IRR | Internal Rate of Return |
| JETRO | Japan External Trade Organization |
| JICA | Japan International Cooperation Agency |
| LC&E | Low Carbon & Energy Efficiency |
| LP | Linear Programming |
| MARKAL | Market Allocation Model |
| MERALCO | Manila Electric Company |
| MOF | Ministry of Finance |

| | |
|---------|---|
| MOIT | Ministry of Industry and Trade |
| NCEIF | National Centre for Socio-Economic Information and Forecast |
| NEA | National Electrification Administration |
| NGCP | National Grid Corporation of Philippines |
| NPC | National Power corporation |
| O&M | Operation & Maintenance |
| OECD | Organisation for Economic Co-operation and Development |
| OPEX | Operating Expense |
| PDP | Power Development Plan |
| PEMC | Philippine Electricity Market Corporation |
| PM | Particulate Matter |
| PPP | Purchasing Power Parity |
| PSALM | Philippines Power Sector Assets and Liabilities Management |
| PV | Photovoltaics |
| ROCA | Retail Competition and Open Access |
| RPS | Renewables Portfolio Standard |
| SC | Super- Critical |
| SHS | Solar Home System |
| TRANSCO | National Transmission Corporation |
| UCT | Unconditional Cash Transfer Program |
| USC | Ultra-super Critical |
| VIP | Vietnam Indonesia Philippines |
| VND | Vietnam Dong |
| WASP | Wien Automatic System Planning |
| WESM | Wholesale Electricity Spot Market |

このページは白紙です。

エグゼクティブ サマリー

調査の背景

近年活況著しい ASEAN 諸国は、今後数十年間にわたり世界の成長センターのひとつとして成長を続けるものと見込まれる。所得の成長と都市化が加速することにより、今後この地域のエネルギー消費、とりわけ電力消費が押し上げられることは間違いない。エネルギーは経済活動の基本的要素であり、最適エネルギー供給構造の構築は期待されるような持続的発展を実現する上で欠くべからざるものである。現代世界では、その際、エネルギー安全保障と地球温暖化ガス排出削減を整合性のある形で実現することが求められている。

このようなテーマについては多くの先行研究がある。しかしながら、これまでの研究では、どのようにして最適エネルギー供給構造を実現するか、そのためにはどのような政策の取り合わせが望ましいか、特定の政策を採用したときあるいは採用しなかったときエネルギー供給構造は目標からどの程度乖離するか、政策コストはいかほどか、エネルギー価格への影響はどのようなものか、等の課題についての踏み込んだ分析はあまり多くない。経済を最適発展経路に導くための政策や行動計画を立案するにはそのような分析が是非とも必要である。

このような状況のもと、日本エネルギー経済研究所ではモデル分析という手法によって、電力開発計画の最適経路を見出すというテーマへのアプローチを試みた。本研究は JICA のガイダンスのもと、米国のコンサルタント会社カスタリア社 (Castalia Limited) が理論を取りまとめ、日本エネルギー経済研究所がモデル構築をするという役割分担のもとで、低炭素・省エネ型社会の整合性のある実現を目指すものとして実施した。

調査の目的

電力開発計画を手掛ける分析ツールには色々なものがある。ASEAN 諸国や他の途上国でも人気があってよく使われているものには MARKAL (Market Allocation Model)、EFOM (Energy Flow Optimization Model)、WASP (Wien Automatic System Planning) 等があり、このほかにも再生可能エネルギー選択の可否を分析する実験的なツールが米国やカナダで開発されている。¹

しかしながら、これらのモデルは既存のインフラと技術を前提とし、その延長として 10-20 年間の最適計画を計算するモデルである。その一方、電力設備は一般的に 20-30 年を超える長寿命の設備であり、かつ、初期投資の額も巨大である。既存のツールは 2050 年までというような超長期を対象とする分析には必ずしも向いていない。このような超長期を考えると、既存のインフラは既に退出して新しいものに置き換わっているであろうし、技術進歩をどのような形で取り上げるかについても新しい考え方を導入することが必要だろう。また、既存のツールは概ね大きくて重たく、時にはブラック・ボックス化していてユーザーには良く理解できないこともある。操

¹ このほかにも LEAP、MEDEE、MESAP などのモデル構築ソフトがあるが、これらは会計的な積み上げ計算で取り上げたシナリオの帰結、意味を分析するもので、最適計算機能は備えていない。

作するには特別の技量が必要で、政策立案者にとって必ずしも使い勝手の良いものではない。

このような状況の反省から、本研究では電力最適構造を解くための新しいモデルを構築した。Excel のアドイン・ソフトとして使用できるソフトウェア Simple.E を用い、Excel のスプレッドシート上でモデルを展開できるので、多くの方々にとって使いやすいものになったと期待している。すべての論理がシート上に明示的に表示されるので、追いかけてやすい。この使いやすく透明性の高いモデルが政策立案やエネルギー分析に携わるの方々にとって強力な武器になることを願うものである。

しかしながら、今回は時間が制約されたため、各国の個別の事情までを勘案した現実的なモデルを構築するには至らなかった。また、現実的な解決策として、次のような点に配慮している。

ア．モデルに組み込む変数の数をできるだけ抑え、これらの変数間の関係やロジックをできるだけ簡明に定義する。

イ．一方、変数の関係（式）はできるだけフレキシブルに調整する。

今回構築したモデルは、所与の前提条件の下で論理的な解を導き出すことのできるモデルのいわば試作品といえる。各国間でエネルギー問題に関係する諸条件には色々な差があるが、そのような点まで十分勘案した現実的な解が出せるようになるまでには、さらにモデルを磨きあげ、調整していくことが必要である。今後は実際の政策立案への応用を通じてモデルの価値を高めていきたいと考えている。

モデルによる分析

本モデルは、所与の条件のもとで、各発電所への投資のタイミングやその所要能力、予備率、最大/最小稼働時間、ピークロードの割り当て、その他の重要な要素との関係を勘案して経済性（例えば最小コスト）や GHG の排出量目標等の目的関数を対象に最適化を行うものである。本モデルは各年次、続いて対象全期間の累計値について最適値を求める繰り返し計算を行い、最終的に対象全期間累計の最適電源構造を計算する仕組みとしている。本モデルの詳細については第 4 章を参照されたい。

先行研究の調査をもとに、本モデルには、ASEAN 諸国全体の長期的な経済成長に影響を与えると考えられる主要変数を取り込んでいる。個別の国々については、市場経済、計画経済、補助金、税金、長期戦略等、当該国のエネルギーに関する特徴や諸条件を考慮したうえで、以下のような点についてシミュレーション分析を実施した。

- ① 望ましいエネルギー供給構造を実現するには、どのような政策を採用することが必要か、あるいは望ましいか？
- ② そのような政策のエネルギー料金や環境へのインパクトはどのようなものか？
- ③ また、地域のエネルギー安全保障へのインパクトはどのようなものか？

このような目的を達成するため、モデルは以下のような項目についてシミュレーションによるアウトプットを出すよう設計されている。

- ① 総コスト、総収入、総補助金/税金、政府支出、発電単価など
- ② 電源別の発電容量 (GW)、発電量 (GWh) およびそれぞれのシェア
- ③ CO₂、NO_x、PM の排出量

これらのアウトプットを検討することで、定量的分析に支えられた提言を形成することをめざした。

シミュレーション分析とその成果

本文第 4 章で設定した前提条件の下で、ベトナム、インドネシア、フィリピン及び ASEAN 諸国全体のさまざまなケース・スタディを本調査で開発したモデルを使用して実施した。本作業ではリファレンス・シナリオ (BAU: Business as Usual case) をベースとして、いくつかのシナリオを設定し、以下のような問題に対する影響を考察した。

- ① 省エネルギー
- ② 温室効果ガス削減
- ③ 好ましい発電構成
- ④ 固定価格買取制度及び燃料補助金削減の効果
- ⑤ 燃料価格の影響

モデルから得られる主な分析結果は以下の通りである。

1. CO₂ 削減目標を達成するには、他のシナリオよりも費用がかかる。これは比較的安価な石炭からアジア市場では高価な天然ガスへの相当量の燃料転換を必要とするためである。

2. 発電効率の向上は長期的には発電コストを下げ、化石燃料消費量を減少させ、国内資源を温存する最大の対策である。高効率設備の建設には巨額の初期投資が必要だが、長期的には経済的利益が大きいことに留意すべきである。

3. 石炭火力発電は総発電コストの削減に寄与するが、温室効果ガス削減などの政策課題を考慮すると、石炭火力への高い依存には問題もある。政策担当者は、妥当な価格設定とこれらの課題とのバランスをうまくはかっていくことが求められる。

4. 低めの FIT 価格の設定は、再生可能エネルギーの導入を促進しない。

5. 燃料補助金は政府の財政を圧迫するが、最終消費者の負担はあまり変わらない。政治家にとっては関心の高い政策事項だが、消費者にとっては税金が高くなるか、電気料金が高いかの選択の問題にすぎない。

今回構築したモデルによるシミュレーション結果は、上記のようにごく常識的なものである。そのことはモデルが正しく構築され、正しく作動していることの証左ともいえよう。今回のモデルにはブラック・ボックスがなく、どのような前提条件やロジックを経て結論が導き出されるのかを正確にフォローすることができる。つまり、このようなツールを使用することで、政策立案者は論理的矛盾やマジックのない評価を行うことができよう。

発展著しい ASEAN 諸国にとって、成長が早ければ早いほど、一步一步確実に成長の基礎固めを進めるようなエネルギー政策を進めることが大切と考えられる。その意味でも、透明性が高く安心感をもって評価を行える本モデルは、政策立案や分析に携わる方々にとって強力な武器になるものと期待している。

今後の発展にむけて

上記のようなモデルの使用結果にみられるように、本調査において構築した単純化を進めたモデルは論理的結論をきちんと導いているといえる。しかし、各シナリオについてこのモデルで与えたデータや前提条件はまだ暫定的なものであることに留意しなければならない。われわれが次の段階に歩を進め、エネルギー政策立案について本モデルを実際に使用するには、これらのデータや前提条件の改善を図る必要がある。特に各国の現地事情についてより正確なデータや情報を収集することが必要であろう。また、モデルの提示する発展経路が健全で持続可能なものであるかを検討しておく必要がある。この点ではモデルをさらに調整し改善する必要があると考えられる。

本調査では、政策立案を担当される方々にとって使いやすい単純化した透明性の高いモデルが構築できたと考える。今後はこのモデルをさまざまな活動を通じて ASEAN 諸国に配布し、実際の応用を通じてさらなる向上を図って参りたい。そのためにも、関係各位の貴重なコメントやご協力を仰ぎたいと切に願うものである。

第1章 調査の概要

1.1 調査の背景

エネルギーは経済活動に欠かせない基本要素であり、最適エネルギー供給構造の構築はASEAN経済の持続的発展のためには必要不可欠である。この目標を実現する過程では、長期エネルギー需要予測を立て、経済成長、地球環境やその他の目標についての社会の要求を反映した望ましいエネルギー供給、構造とそこに至るための経路を確認し、それらを確実に軌道に乗せるための政策措置を取ることが必要である。なかでも、エネルギーの安定供給確保に配慮しつつ、低炭素化とエネルギー効率向上を同時に達成することが重要な政策課題として挙げられる。

エネルギーの供給側では、現在北米を席卷しているシェール革命が国際エネルギー価格を大きく変化させる可能性がある。また、火力発電所の効率化技術では更なる革新が進むものと予想される。再生可能エネルギーでは、RPS や FIF 制度等の促進政策が東南アジア各国でも進められるようになった。

エネルギーの需要側では、東南アジアにおいても消費者（家計、産業）がエネルギー効率を基準に選択をする傾向が強まってきている。また、低炭素化に対する関心が高まっている。しかし、こうした需要側の潮流がエネルギー供給側に与える長期的インパクトについてはまだ十分な検討が進んでいない。

東南アジア地域の長期エネルギー需要予測（例：2050年目標）や「最適エネルギー供給構造」については多くの先行研究があり、また、各国レベルでは気候変動に対応する緩和計画やその他の国家計画等も策定されている。しかし、「最適エネルギー供給構造」についての先行研究においては「どのような政策手段の組み合わせにより目標に到達するか」、「ある政策を採用する／しないでエネルギー供給構造があるべき姿からどのように乖離するか」、「そのような政策のコストはどれくらいなのか」「エネルギー料金にはどのようなインパクトがあるか」等についての分析（シミュレーション）は極めて少ない。このような分析は、経済を適切な発展軌道に誘導するための政策と行動計画を策定するにあたって、極めて重要である。

上記の状況を踏まえ、JICAのガイダンスのもと、米国のカスタリア社（以下カスタリア）が理論を取りまとめ、日本エネルギー経済研究所（以下IEEJ）がモデルを構築するという役割分担のもとで実施した。研究の過程では、特定の政策が電力料金や費用にどのような影響を与えるかに大きな注意を払った。また、先行研究をレビューし、活用を図った。

1.2 調査の概要

上記の分析に基づき、本調査では、2050年時点であるべきエネルギー供給構造にどのように到達するかのシミュレーション分析、即ち、ASEAN経済圏、特にフィリピン、インドネシア、ベトナムを対象に、望ましいエネルギー供給構造を実現するためには既存の政策フレームワークをどのように改善すべきかというシミュレーション分析を実施することを目標とした。

本調査の主な成果は次のとおりである。

- 1) ASEAN 全体とフィリピン、インドネシア、ベトナムについて、2050 年までのエネルギー供給構造の先行調査をレビューする。
- 2) エネルギー、特に電力部門について、長期エネルギー需給バランスを分析するためのエネルギー供給構造モデルを構築する。
- 3) エネルギー政策案を調査し、検討する。政策案は、(再生可能エネルギーの導入促進も含む)低炭素化とエネルギー効率向上を目的とするグループと、政府主導型政策と市場主導型政策の効果とを検討するグループの2つに分類される。
- 4) ASEAN 各国からパネリストを招致し、また日本駐在の各国政府関係者、国際支援団体、学術関係者、マスコミ、その他の関係者を招いて、2013 年 12 月 13 日に東京でシンポジウムを開催した。
- 5) 2014 年 2 月にフィリピン、インドネシア、ベトナムで研究成果についてのワークショップを開催し、その成果をファイナルレポートに織り込んだ。

1.3 調査計画と調査の経過

2013 年 7 月、IEEJ の研究チームは前提条件を設定し、電力開発のための最適エネルギー供給モデルを構築することを目的に、2050 年までをカバーするエネルギー展望、エネルギー価格と望ましいエネルギー供給構造に関する先行研究の調査を開始した。シミュレーション分析のためのエネルギー供給ミックスモデルは、各種の政策手段の効果とインパクトがどれ程になるかを評価できるように設計した。ここで評価対象となる政策手段は次のように分類されよう。

- a. 低炭素化(再生可能エネルギーの促進も含む)を目標とするものと、エネルギー効率化を目標とするものの2グループ。
- b. 政府主導型の政策体系と市場主導型の政策体系の2グループ。
- c. 特に、発電構成についての詳細な評価が可能なものとする。

このモデルでは、いくつもの政策の組み合わせによって、どのように最適エネルギー供給を構築するか、また特定の政策を採用するかしないかによって、どの程度の範囲で目標から外れるかをシミュレート可能なものとする。特に、エネルギー料金と政策コスト面でどのようなインパクトがあるかについて定量的分析が行えるものとする。

JICA との調整および電話会議などにより、両社は分析対象とする政策の組み合わせ、モデル分析とその解釈のインターフェースで採用されるインデックス/パラメーター等について情報交換、意見交換を実施した。

2013 年 9 月は、これまでの議論を集約して、モデルの基本構造と対象地域の主な特徴とを考慮の上、政策セット選択の基本パターンを設定した。ここでの議論に基づいて、最初のモデルを構築し、基礎ケース(BAU)のテストランを実施した。また、10 月と 11 月にさまざまなテストランを実施し、アウトプットを比較し、議論を重ねて前提条件とモデルの微調整を行った。上記のアプローチ手法と中間結果は、電力計画の専門家で構成される東京の有識者会議に説明し、貴重なコメントを頂戴した。

2013年12月13日には東京でシンポジウム「ASEAN 諸国における低炭素、エネルギー効率政策の長期的インパクト」を開催し、上記の研究成果を発表し、パネリストによる議論が行われた。フィリピン、インドネシア、ベトナムからインテリムの成果に対する様々なコメントが寄せられた。また、シンポジウムにはパネリストが招致され、政府関係者、日本在住の ASEAN の関係者、支援者、マスコミ、学術関係者などが出席した。

調査チームはシンポジウムや他の会合での議論を織り込み、低炭素化とエネルギー効率化の同時達成、エネルギー料金へのインパクト、対象地域コストにおける政策コストなどを考慮に入れて前提条件やモデルを調整し、ケース・スタディを実施した。

調査チームは2014年2月に上記の3か国でワークショップを開催し、本研究において構築されたエネルギーミックスモデルとシミュレーションの分析結果についてのプレゼンテーションを行い、各国の参加者と意見交換を実施した。

調査チームは上記の研究と議論を織り込んで、JICA に提出する本ファイナルレポートを作成した。

第2章 VIP 諸国及び ASEAN の電力事情

2.1 ベトナム

表 2.1.1 Key Indicators

| | | 2011 |
|--|---|-------------|
| 1) GDP (nominal) | Billion US Dollars | 224.8 |
| 2) Population (as of 1 July) | Million person | 94.2 |
| 3) Per capita GDP | US Dollars/person | 2,386 |
| 4) Total Primary Energy Supply (TPES) | Million tonnes oil equivalent (MTOE) | 40.5 |
| 5) Energy Self-supply Ratio | - | 59.1% |
| 6) Electricity Consumption | Tera WH (TWH) | 56.1 |
| 7) Power Generation Capacity | Million kW | 17.0(2012) |
| 8) CO ₂ Emissions (energy origin) | Million tons CO ₂ equivalent (Mt-CO ₂) | 134.6(2010) |
| 9) Per capita Primary Energy Supply | TOE/person | 0.429 |
| 10) Energy Intensity per GDP | TOE/Thousand USD | 0.180 |
| 11) Per capita Electricity Consumption | kWh/person | 596 |
| 12) Electrification rate [2009] | - | 79.0% |
| 13) Electricity Intensity per GDP | kWh/Thousand USD | 250 |
| 14) Per capita CO ₂ Emissions (energy origin) | Ton-CO ₂ /person | 1.454(2010) |
| 15) Primary Energy Supply Composition | Coal | 20.9% |
| | Oil | 30.7% |
| | Natural Gas | 8.1% |
| | Nuclear | 0.0% |
| | Hydro | 2.1% |
| | Geothermal | 21.1% |
| | Other Renewables | 17.1% |
| 16) Energy Self-sufficiency | Total | 59.1% |
| | Coal | 43.0% |
| | Oil | 6.2% |
| | Natural Gas | 100.0% |

Source: IEA, ADB, DOE, etc

2.1.1 経済情勢

2000年以降、ベトナム経済は好調が続いており、2000～2010年のベトナム経済の年平均成長率は7.2%に達した。2010年6月、ベトナム政府は最新の5ヵ年計画（2011～2015年）を策定した。この計画は今後5年間のGDP年平均成長率を7～8%として、「2020年には基本的に工業国家になる」という目標を掲げている²。しかしながら、国際経済情勢やベトナム国内経済の構造、電力供給不足などが原因で、2010年以降の経済成長率は鈍化している。IMF³の報告書によると、2012年のGDP成長率は5.0%に止まり、2000年以来の最低水準となった。

2013年の経済成長率については、ベトナム計画投資省の下部機関である国家経済社会情報予測センター（NCEIF）は5.7%にとどまると予測している。しかし、2014年には法人税率が従来の

² 計画投資省「2011年～2015年のベトナム社会経済発展5ヵ年計画」、2010年6月

³ IMF「World Economic Outlook October 2013」2013年10月

25%から22%に引き下げられる予定で、その結果企業活動が活発になり、ベトナム経済は2014～2015年にかけて徐々に回復に向かうと予測されている⁴。IMFの2013年版各国経済見通しによると、2012年のベトナムの国内総生産（GDP）は1,381億米ドルを記録し、一人当たりGDPは1,528ドルに達した。また、2013年のGDP成長率は5.2%、2012～2018年のGDP年平均成長率は5.4%と予測されている。

ベトナムの超長期的な経済見通しについて、日本エネルギー経済研究所（IEEJ）は、2011～2020年のGDPの年平均成長率を5.7%、2020～2030年は5.8%、2030～2040年は4.5%と予測している⁵。

2.1.2 エネルギー資源とエネルギー需給

ベトナムは石炭、石油、天然ガスなどの資源に恵まれているが、資源量はそれほど大きくはない。海上鉦区では石油・天然ガスの探鉦が積極的に進められており、新規発見が期待されている。ベトナムの北部地域で発見された天然ガスはCO₂濃度が高く、商業化するには技術的な工夫が必要である。また、紅河デルタの浅い河床にかなりの石炭があり、安全に生産する技術が開発されれば、石炭の増産に大きく寄与するものと期待されている。

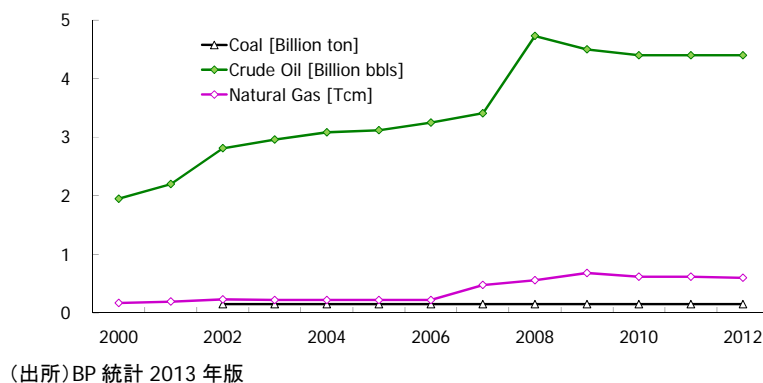
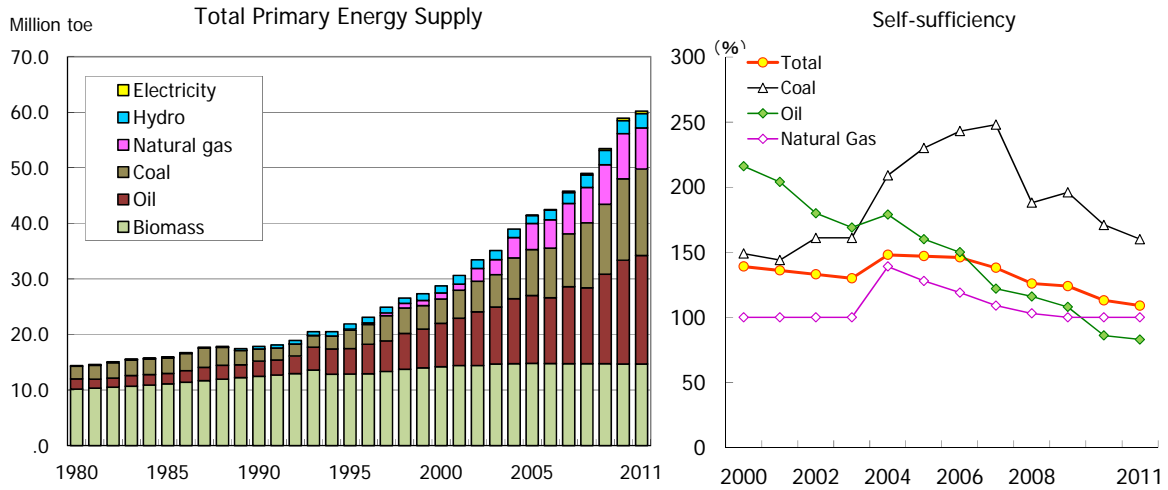


図 2.1.1 ベトナムのエネルギー資源（確認埋蔵量）

ベトナムの一次エネルギー供給は2000年以降増加の歩を速め、2011年には石油換算6,121万トン記録した。2000年以降、バイオマスをのぞく商業エネルギーの消費は年率11.0%で増加し、バイオマスの比率は2000年の50%から2011年には25%に低下した。一次エネルギー供給の構成では石油が35%を占めて一番多い。電力需要の増加を背景に、主力燃料である石炭は2000年の15%から2011年には25%に、天然ガスの消費も2000年の4%から2011年には12%に増加した。また、ベトナムは隣国の中国とラオスから水力発電による電力を0.7%相当輸入している。日本エネルギー経済研究所（前出の予測）は、ベトナムのエネルギー消費は今後も高い伸びを続け、一次エネルギー供給は2020年には石油換算9,100万トンに、2030年には1億4,400万トンに達すると見込んでいる。ベトナムは過去に高いエネルギー自給率を誇り、石炭や原油を輸出してきたが、2010年以降石油は輸入超過となり、今後輸入比率は一層高まるものと予想される。また、いずれも電力用燃料を中心に石炭や天然ガス（LNG）の輸入も始まることになるだろう。

⁴ <http://www.morningstar.co.jp/msnews/news?rncNo=1210034>

⁵ 日本エネルギー経済研究所「アジア/世界エネルギーアウトック2013」2013年10月

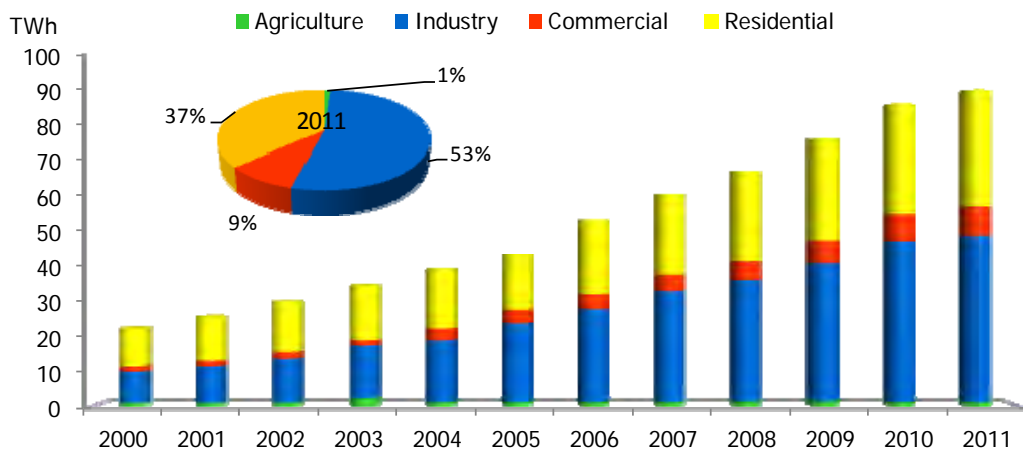


(出所)Energy Balances of Non-OECD Countries 2013, IEA

図 2.1.2 ベトナムの一次エネルギー供給と自給率の推移

2.1.3 電力需要

経済成長に伴ってベトナムの電力需要は年を追うごとに増加している。ベトナム工業貿易省 (MOIT) の資料によると、2012 年の電力消費は、2000 年の 224 億 kWh の 5.2 倍に当たる 1,170 億 kWh に達した。2000 年から 2012 年までの期間、電力需要は年平均 14.8%もの高い成長率を記録した。



(出所)IEA 統計

図 2.1.3 ベトナムの電力需要

IEA 統計⁶によると、2011 年のベトナムの電力需要は 90.9TWh で、そのうち工業部門が全体の 53%を占め、次いで民生用が 37%、商業が 9%、農業が 1%を占めている。2000~2011 年の間、農業部門以外の分野の電力需要はいずれも年平均 10%以上の成長を記録し、工業部門は 16.3%、商業部門は 17.0%にも達している。このように急速な工業化の進展がベトナムの電力需要を押し上

⁶ IEA 「World Energy Statistics and Balances 2013」

げてきたといえよう。

急速な需要増加が続くなか、供給能力の拡充が需要の伸びに追いつかず、2013年には各地で停電が発生したり、電力利用制限が実施された⁷。工業生産、海外からの投資や民生部門等で大きなダメージが発生した。統計上の電力需要の値は実需の動向を反映しておらず、実際の需要はもっと高いと見られる⁸。

2011年7月21日、ベトナムは第7次電力開発マスタープラン（以下「(第7次) マスタープラン」⁹)を公表した。同計画では2011～2030年のGDP年成長率を7～8%と想定し、2011～2015年の電力需要の伸び率をLow, Base, High case scenarioに分けて12.1%、13.4%、16.1%と設定した。MOITは2013年に同計画をやや上方修正し、2011～2015年では14.1～16.0%、2016～2020年では11.3～11.6%、2021～2030年では7.8～8.8%と想定している⁷。

一方、日本エネルギー経済研究所（前出の超長期予測）は、今後電力需要の伸びが次第に低下し、2011～2020年では5.7%、2020～2030年では5.8%、2030～2040年では4.5%と予測している。過去にも多くの機関が穏やかな需要増加を想定してきたが、今後この想定のように需要増加の速度が沈静化するのか、それともマスタープランで想定されているような高い伸びが暫く継続するのかについてはなお予断を許さないところである。

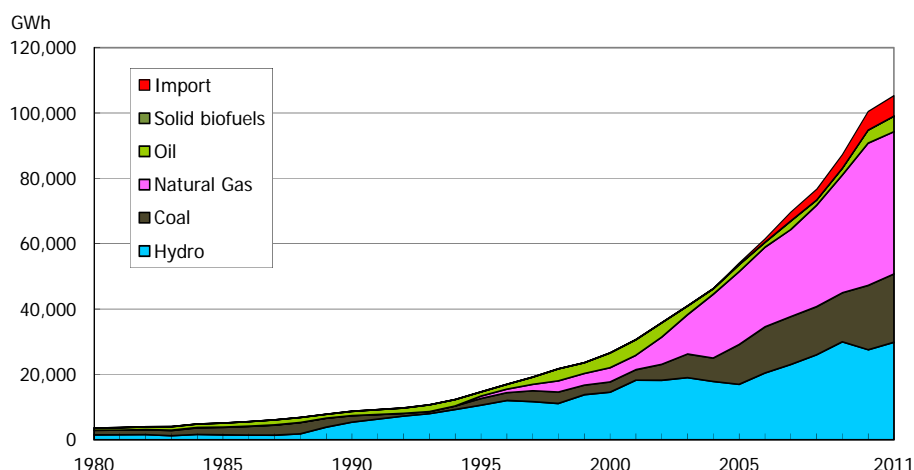
2.1.4 電力供給

IEA統計によると、2011年のベトナムの国内発電量は99.2TWhで、うち天然ガス火力発電は43.5TWh（発電総量の43.9%。以下同）、水力発電は29.8TWh（30.1%）、石炭火力発電は20.9TWh（21.1%）、石油系の火力発電は4.7TWh（4.8%）で、残りの0.1%はバイオマス、PVなどの再生可能エネルギーによる発電であった。また、2011年の中国からの電力輸入は6.2TWhで、ベトナムの国内電力供給総量は104.3TWhであった。

⁷ JETRO ベトナム事務所でのヒアリング。

⁸ MOIT「Country Brief of Vietnam」、2013年9月マニラで開催されたエネルギー部門改革ワークショップでのプレゼンテーション

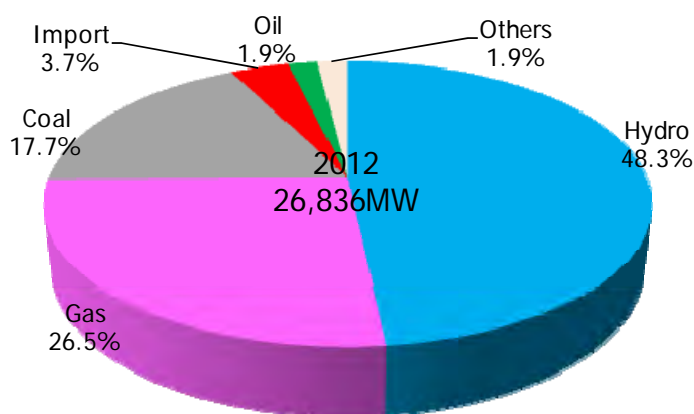
⁹ National Master Plan for power development for the 2011 – 2020 period” (No.1208/QD-TTg)。このほか、このマスタープランには、EVNの再編と電力市場自由化、スマートグリッドの導入や再生可能エネルギー開発など多くの内容が盛り込まれている。



(出所) IEA 統計

図 2.1.4 ソース別のベトナムの電力供給

MOIT の資料によると、2012 年の国内発電設備容量は 25,843MW で、2000 年の 6,235MW の 4 倍以上に増加している。2000～2012 年の年平均伸び率は 12.6%にもなるが、電力需要はこれを上回る年平均 14.8%という極めて高い伸び率を示したため、結果的に電源開発が遅れをとるところとなった。



(出所)JETRO 報告書

図 2.1.5 2012 年の発電設備の構成比

JETRO の資料¹⁰によると、2012 年末の天然ガス火力発電設備容量は 9,831MW (37.3%)、水力発電設備容量は 11,436MW (43.3%)、石炭火力発電設備容量は 4,610MW (17.5%)、石油系の火力発電設備容量は 510MW (1.9%) である。また、中国及びラオスからの電力輸入が実現しており、国際系統連系の設備容量は 993MW と比較的大きい。

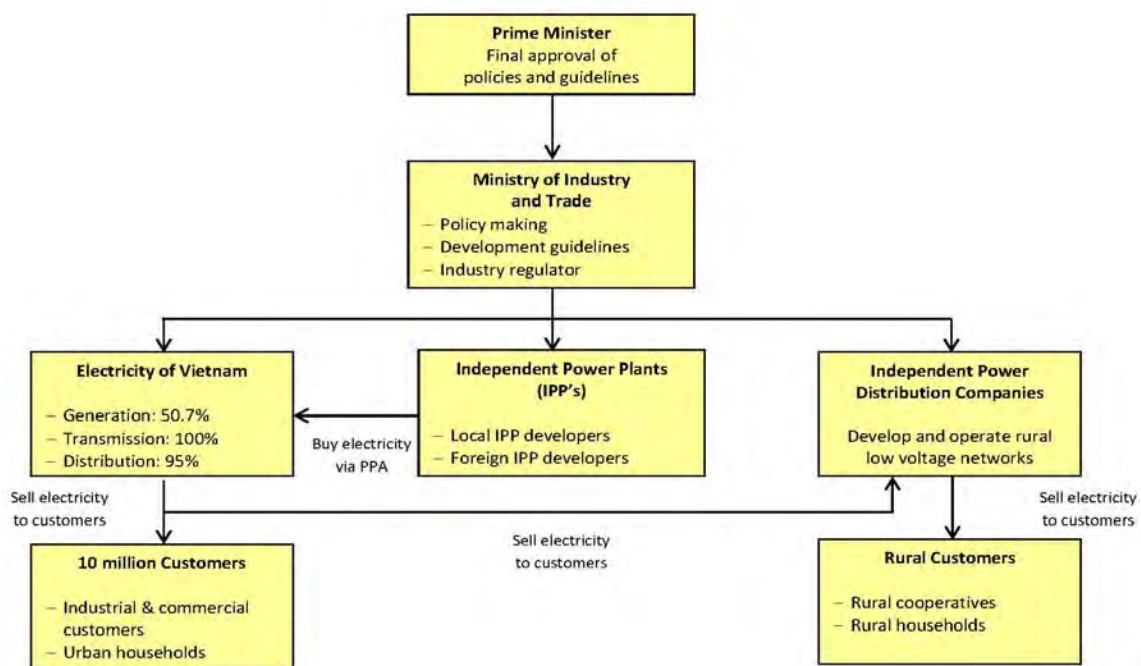
2.1.5 電力体制

ベトナムの電力産業は工業貿易省 (MOIT) の管轄下で、垂直統合会社であるベトナム電力公社 (EVN) が電力供給の責任を負っている。EVN は、国営の北部、中部、南部電力セクターを統合

¹⁰ JETRO「ベトナム電力調査」2013 年 9 月

する形で 1995 年に設立された。EVN は直営の子会社、財務・操業面では分離されている子会社、部分所有する株式会社（Joint Stock Company）など、多くの子会社を擁している。2011 年現在、EVN は参加の子会社も含めて全国発電能力の 68%を保有しており、残りの 32%を IPP や BOT が保有している。¹¹ ただし、近年では民間資本や他部門の国営会社が保有する発電会社が増加している。これらの IPP や BOT は EVN と売電契約を締結して、EVN に電力を販売している。

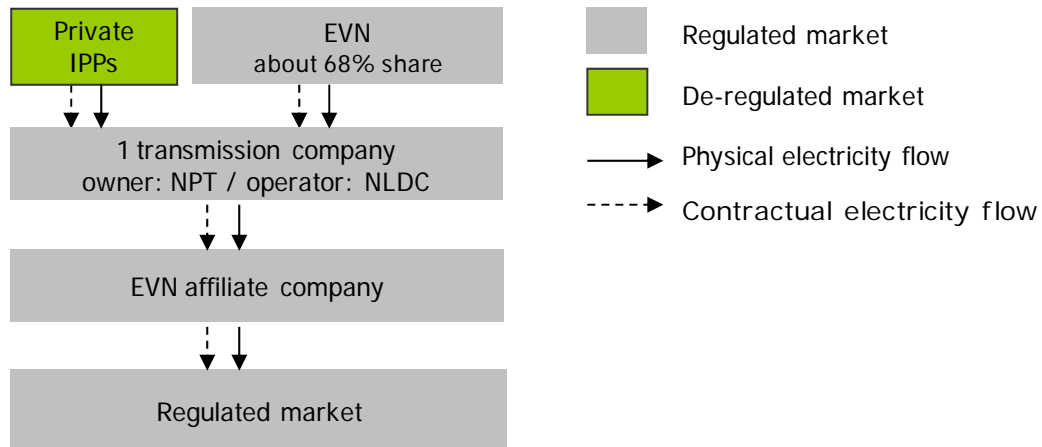
図 2.1.6 に示すように、ベトナムでは現在のところ発電部門だけで規制緩和が行われており、EVN は送電部門の 100%、配電部門の 95%を保有している。今後は、2020 年頃にかけて EVN 傘下の配電会社は独立事業体として切り離し、電力の市場化を一段と進めるロードマップが設定されている。



(出所)ベトナム電力マスタープラン

図 2.1.6 ベトナムの電力管理体制

¹¹ 「ベトナムの電力事情」海外電力調査会、2012 年 5 月。

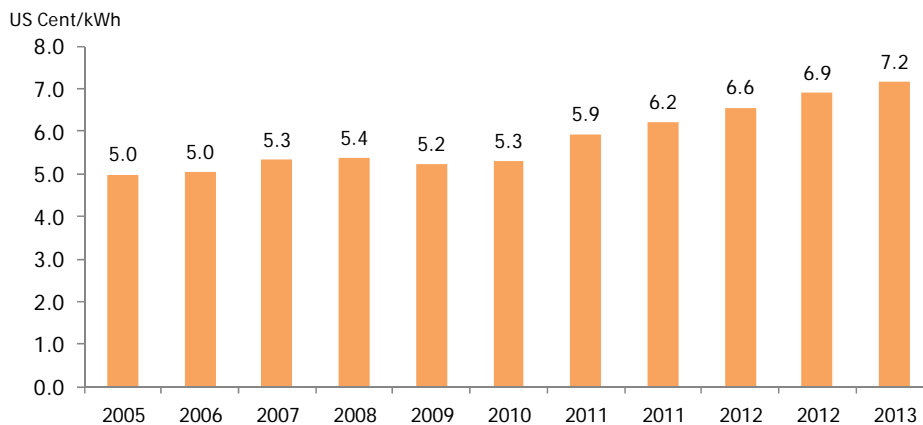


(出所)各種資料をもとに IEEJ 作成

図 2.1.7 ベトナムの電力市場

2.1.6 電気料金と制度

ベトナム政府の情報によると、2012 年のベトナムの平均電気料金は 6.9USCent/kWh (1,437VND/kWh)、また、2013 年の平均電気料金は 7.2USCent/kWh (1509 VND/kWh) であった。2013 年の平均電気料金は、2005 年の 5.0USCent/kWh (789 VND/kWh) と比べると 1.4 倍 (ベトナムド建てでは 1.9 倍) に上昇したことになる。



(出所)MOIT 資料

図 2.1.8 電気料金の推移

ただし、ベトナムの電気料金は現在でもアセアン諸国の中で最も安い。ベトナムの電気料金は各消費者の消費量の多寡に応じて設定されている。政府は電力に対して直接には補助金を交付していないが、貧困層 (電力消費が少ない家庭) と富裕層 (電力消費が多い家庭) の電気料金には 4 倍の差がある。貧困層の電気料金は平均発電コストよりも安く、その不足部分は富裕層の電気料金から補填する仕組み、いわゆる内部補助金制度が採用されている。ベトナム政府の職員は、このような政策を通じて社会不安の抑制を図っていると説明している¹²。

¹² ベトナムでの聞き取り調査による。

表 2.1.2 ベトナムの電気料金とアセアン諸国の比較

| Country | Residential | | Commercial | | Industry | |
|----------------|-------------|-------------|-------------|--------------|------------|-------------|
| | Low | High | Low | High | Low | High |
| Brunei | 3.82 | 19.11 | 3.82 | 15.29 | 3.82 | 3.82 |
| Cambodia | 8.54 | 15.85 | 11.71 | 15.85 | 11.71 | 14.63 |
| Indonesia | 4.6 | 14.74 | 5.93 | 12.19 | 5.38 | 10.14 |
| Lao PDR | 3.34 | 9.59 | 8.8 | 10.36 | 6.23 | 7.34 |
| Malaysia | 7.26 | 11.46 | 9.67 | 11.1 | 7.83 | 10.88 |
| Myanmar | 3.09 | 3.09 | 6.17 | 6.17 | 6.17 | 6.17 |
| Philippines | 21.1 | 24.83 | 19.93 | 22.94 | 18.15 | 19.37 |
| Singapore | 19.76 | 19.76 | 10.95 | 18.05 | 10.95 | 18.05 |
| Thailand | 5.98 | 9.9 | 5.55 | 5.75 | 8.67 | 9.43 |
| Vietnam | 2.91 | 9.17 | 4.38 | 15.49 | 2.3 | 8.32 |

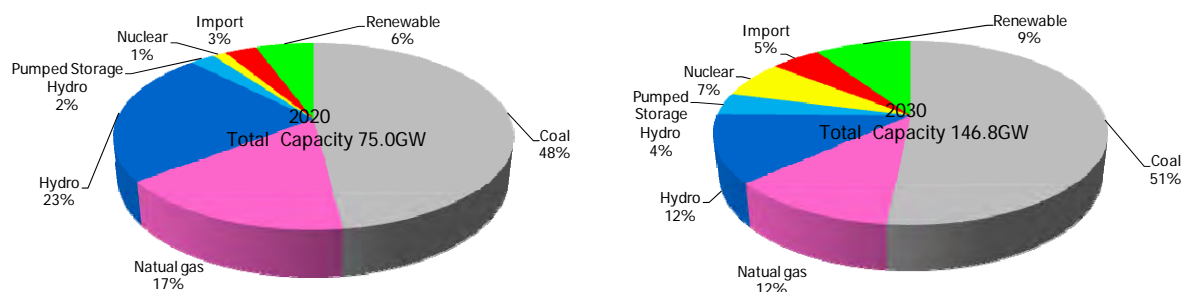
(出所)インターネット資料により作成

2.1.7 電源開発計画

JETRO によると、2012 年現在、ベトナム各地で電力の供給不足が生じており、特に、ベトナム中部と南部地域では停電や電力使用制限が頻発している。また、JETRO はこのような電力供給不足問題が改善されるは 2020 年以降になるだろうと予想している。¹³

今後の電源開発計画について、EVN の最新の電源開発計画（2013 年版の PDP7）では、ベトナムの発電設備容量は 2020 年には 75,000MW に達し、2030 年には 146,800MW に到達すると見込んでいる。また、2020 年までに原子力発電を導入し、原子力発電設備容量が全体の 1.3%（975MW）を占めるようになり、さらに、2030 年にはこの比率が 6.6%（9,700MW）に上昇すると見込んでいる。

また、第 7 次マスタープランでは、2030 年には石炭火力発電が発電容量全体の約半分を占めるようになると見込まれている。ベトナムの石炭火力発電所はこれまで北部の産炭地に集中していたが、2015 年以降は、南部地域でも輸入炭を燃料とする石炭火力発電所の運転開始が予定されている。大量の石炭火力発電設備の導入によって立地地域の大气汚染が懸念されるとともに、地球温暖化ガス排出量が大幅に増加することが懸念される。



(出所)ベトナム PDP7

図 2.1.9 2020 年と 2030 年のベトナムの電源構成

¹³ JETRO「ベトナム電力調査」2013 年 9 月

これに対し、日本エネルギー経済研究所の予測（前出）では、ベトナムの電力発電量は2011年の99TWhから2020年には163TWh、2030年には285TWh、2040年には444TWhへと増加するとされている。電源構成では資源の制約から水力発電の比率が次第に低下するのに対し、天然ガスと石炭が電力供給の増加を支えるものと見込まれているが、CO₂排出量の抑制のため天然ガス火力が大きな役割を果たす可能性が高いと見込んでいる。なお、同予測ではベトナムの第7次マスタープランで想定されている計画よりもかなり遅れ、原子力発電は2030年頃より稼働すると想定している。

表 2.1.3 ベトナムの電源別発電量の見込み

| | Power Generation (TWh) | | | | Composition (%) | | | |
|-------------|------------------------|------|------|------|-----------------|------|------|------|
| | 2011 | 2020 | 2030 | 2040 | 2011 | 2020 | 2030 | 2040 |
| Coal | 21 | 41 | 69 | 130 | 21 | 25 | 24 | 29 |
| Oil | 4.7 | 4.3 | 3.9 | 3.5 | 5 | 3 | 1 | 1 |
| Natural Gas | 44 | 72 | 125 | 195 | 44 | 44 | 44 | 44 |
| Nuclear | - | - | 25 | 45 | - | - | 9 | 10 |
| Hydro | 30 | 46 | 61 | 69 | 30 | 28 | 21 | 16 |
| Geothermal | - | - | - | - | - | - | - | - |
| NRE | 0.1 | 0.4 | 0.5 | 0.9 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 99 | 163 | 285 | 444 | 100 | 100 | 100 | 100 |

(出所) IEEJ Asia/world Energy Outlook 2013

今後の設備投資所要額について、第7次マスタープランでは、2011～2030年の期間の電源開発に対する投資総額は1,103億ドルで、このうち送配電線の整備には460億ドルが必要になると見込んでいる。¹⁴ベトナムの新規設備導入容量と投資額から試算すると、2020年の発電設備の平均コストは1,009ドル/kW、2030年の発電設備の平均コストは920ドル/kWと設定されている模様である。

表 2.1.4 発電分野の投資計画

(単位: 百万ドル)

| 期間 | 2011～2015 | 2016～2020 | 2021～2025 | 2025～2030 | 合計 |
|------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|
| 発電設備 | 22,076 | 28,830 | 27,005 | 32,441 | 110,352 |
| 送配電網 | 7,245 | 10,523 | 12,345 | 15,868 | 45,981 |
| 合計 | 29,321 | 39,353 | 39,349 | 48,280 | 156,333 |

(出所) 電源開発マスタープラン

2.1.8 国際系統連系

2010年に設定されたベトナムの第7次電力開発マスタープラン（Power Master Plan VII）（対象期間は2011年～2020年）では、今後の電源開発と国際連系について以下のような方針が設定されている。

¹⁴ MOIT「Country Brief of Vietnam」2013年9月

電力の輸出入

域内諸国との効率的な電力の輸出入、相互の利益の確保、ラオス・カンボジア・中国など水力発電に強い国との情報交換を行い、送電網の安定を確保し、輸入を強化する。想定される輸入電力量は2020年が約2,200MW、2030年が約7,000MWを見込む。

域内諸国との送電線の連結

東南アジア（ASEAN）地域諸国及びメコン流域諸国（GMS）との電力売買に関する協力を進め、送電網連結プログラムを実施する。

上記の域内諸国との送電網連結基本方針をもとに、第7次電力開発マスタープランでは表2.1.5に示すような連系計画が掲げられている。これらの連系計画は、主に近隣のラオス、カンボジアのメコン川水系、中国雲南省の紅河上流地域などの包蔵水力の活用を念頭に置いたものであり、これらの地域ではいくつかの水力開発プロジェクトが動き始めている。

表 2.1.5 第7次電力開発マスタープランによる国際連系線計画

| 輸出国・地域 | 輸入地域 | 電圧 |
|----------|---------------------------|----------------|
| ラオス北部 | タインホア、ニュークアン(ニンビン省)、ソンラ地方 | 220kV 及び 500kV |
| ラオス中部・南部 | タクミー(クアンナム省)、ブレイクー(ザライ省) | 220kV 及び 500kV |
| カンボジア | ベトナム | 220kV 又は 500kV |
| 中国 | ベトナム | 110kV 及び 220kV |

(出所)ジェトロハanoiセンター

表 2.1.6 2012 年の新規稼働設備容量

| Plant Name | Type | MW | Province | |
|--------------------|-------|-------|---------------------|------------|
| Son La #5,6 | Hydro | 800 | Son La | |
| Dong Nai 4 #1,2 | | 340 | Dak Nong & Lam Dong | |
| Dak Mi 4 #1,2,3,4 | | 190 | Quang Nam | |
| A Luoi #1,2 | | 170 | Thua Thien Hue | |
| Nho Que #1,2 | | 110 | Ha Giang | |
| Na Le(Bac Ha) #1,2 | | 90 | Lao Cai | |
| Ba Thuoc #3,4 | | 40 | Thanh Hoa | |
| Chiem Hoa #1,2 | | 32 | Tuyen Quang | |
| Song Bung 5 #1 | | 29 | Quang Nam | |
| Nam Phang #1 | | 18 | Lao Cai | |
| Kanak #1,2 | | 13 | Gia Lai | |
| Su pan #2 | | 12 | Lao Cai | |
| Dak Mi 4C #5 | | 9 | Quang Nam | |
| Mao Khe #1,2 | | Coal | 440 | Quang Ninh |
| Quang Ninh 2#1 | | | 300 | Quang Ninh |
| Total | | 2,593 | | |

(出所) PDP7

表 2.1.7 2013 年の新規設備導入計画

| Plant Name | Type | MW | Province |
|-----------------|-------|------|-------------|
| Dak Rinh #1,2 | Hydro | 125 | Quang Ngai |
| Nam Na 2 | Hydro | 66 | Lai Chau |
| Sre Pok 4A | Hydro | 64 | Dak Lak |
| Vung Ang I #2 | Coal | 600 | Ha Tinh |
| Mao Khe #1,2 | Coal | 440 | Quang Ninh |
| Hai Phong II #1 | Coal | 300 | Hai Phong |
| Nghi Son I #1 | Coal | 300 | Thanh Hoa |
| An Khanh I #2 | Coal | 50 | Thai Nguyen |
| Total | | 1945 | |

(出所) PDP7

表 2.1.8 2014 年の新規設備導入計画

| Plant Name | Type | MW | Province |
|--------------------|-------|-------|-------------|
| Thuong Kontum #1,2 | Hydro | 220 | Kon Tum |
| Nam Mo (Laos) | Hydro | 95 | Laos |
| Nam Na 3 | Hydro | 84 | Lai Chau |
| Yen Son | Hydro | 70 | Tuyen Quang |
| Dak Re | Hydro | 60 | Quang Ngai |
| Vinh Tan II #1,2 | Coal | 1,200 | Binh Thuan |
| Thai Binh II #1 | Coal | 600 | Thai Binh |
| Duyen Hai I #1 | Coal | 600 | Tra Vinh |
| O Mon I #2 | Coal | 330 | Can Tho |
| Hai Phong 2#2 | Coal | 300 | Hai Phong |
| Nghi Son I #2 | Coal | 300 | Thanh Hoa |
| Quang Ninh II #1 | Coal | 300 | Quang Ninh |
| Total | | 4159 | |

(出所) PDP7

表 2.1.9 2015 年の新規設備導入計画

| Plant Name | Type | MW | Province |
|--------------------|-------|-------|------------|
| Huoi Quang #1,2 | Hydro | 520 | Lai Chau |
| Se Ka man 1 (Laos) | Hydro | 290 | Laos |
| Dong Nai 5 | Hydro | 145 | Lam Dong |
| Dong Nai 6 | Hydro | 135 | Lam Dong |
| Mong Duong II #1,2 | Coal | 1,200 | Quang Ninh |
| Thai Binh II #2 | Coal | 600 | Thai Binh |
| Duyen Hai III #1 | Coal | 600 | Tra Vinh |
| Long Phu I #1 | Coal | 600 | Soc Trang |
| Duyen Hai I #2 | Coal | 600 | Tra Vinh |
| Cong Thanh #1,2 | Coal | 600 | Thanh Hoa |
| Quang Ninh II #2 | Coal | 300 | Quang Ninh |
| Luc Nam #1 | Coal | 50 | Bac Giang |
| O Mon III | Gas | 750 | Can Tho |
| Total | | 6,390 | |

(出所) PDP7

2.2 インドネシア

表 2.2.1 Key Indicators

| | | 2011 |
|--|---|-------------|
| 1) GDP (nominal) | Billion US Dollars | 846.8 |
| 2) Population (as of 1 July) | Million person | 241.6 |
| 3) Per capita GDP | US Dollars/person | 3,505 |
| 4) Total Primary Energy Supply (TPES) | Million tonnes oil equivalent (MTOE) | 209.0 |
| 5) Energy Self-supply Ratio | - | 188.8% |
| 6) Electricity Consumption | Tera WH (TWH) | 159.9 |
| 7) Power Generation Capacity | Million kW | 44.1(2012) |
| 8) CO ₂ Emissions (energy origin) | Million tons CO ₂ equivalent (Mt-CO ₂) | 410.9(2010) |
| 9) Per capita Primary Energy Supply | TOE/person | 0.865 |
| 10) Energy Intensity per GDP | TOE/Thousand USD | 0.247 |
| 11) Per capita Electricity Consumption | kWh/person | 662 |
| 12) Electrification rate [2009] | - | 76.6%(2012) |
| 13) Electricity Intensity per GDP | kWh/Thousand USD | 189 |
| 14) Per capita CO ₂ Emissions (energy origin) | Ton-CO ₂ /person | 1.729(2010) |
| 15) Primary Energy Supply Composition | Coal | 15.1% |
| | Oil | 34.8% |
| | Natural Gas | 16.6% |
| | Nuclear | 0.0% |
| | Hydro | 0.5% |
| | Geothermal | 7.7% |
| | Other Renewables | 25.4% |
| 16) Energy Self-sufficiency | Total | 188.8% |
| | Coal | 657.3% |
| | Oil | 63.5% |
| | Natural Gas | 204.3% |

Source: IEA, ADB, MEMR, etc

2.2.1 経済情勢

IMFの「World Economy Outlook 2013」によると、2012年におけるインドネシアの国内総生産（GDP）は8,785億ドル、人口は2.4億人、一人当たりGDPは3,594ドルで、2000年から2012年までのGDP年平均成長率は5.4%を記録した。2012年の産業構成は、世界銀行のデータによると、工業部門がGDP全体の43%、サービス部門が45%、農業部門が12%を占めている。また、近年、サービス部門は経済全体のGDP成長率よりも2ポイント以上高い成長率を記録している。これらの指標はインドネシア経済が確実に離陸軌道に乗ってきたことを示しているといえよう。IMFは今後のインドネシアの経済見通しについて、2013年の経済成長率を5.3%、2012～2018年の年平均成長率を5.1%と予測している。

超長期経済見通しについては、インドネシア政府は2030年までのGDP年平均成長率をIMFの見通しよりも高い6.0～6.5%と予想している¹⁵。また、日本エネルギー経済研究所の「World Energy Outlook 2013」では、2011年～2040年のインドネシアのGDP年平均成長率を5.1%と予想してい

¹⁵ インドネシア政府国家開発計画庁(BAPPENAS) 2012年6月

る。これらの見通しには若干差があるものの、いずれも「これまで他の ASEAN 諸国に比べてやや出遅れていた感のあるインドネシアでは経済が成長軌道に乗り、今後かなり高いレベルで経済発展が進む」ものと予想している。

2.2.2 エネルギー資源とエネルギー需給

インドネシアでは石油の確認埋蔵量が徐々に低下してきているのに対し、天然ガスはほぼ横ばいで推移しており、石炭はここにきて増加に転じている。マレーシアと比べると、国土面積は 6 倍も広いのに、石油と天然ガスの確認埋蔵量にはあまり差がない。

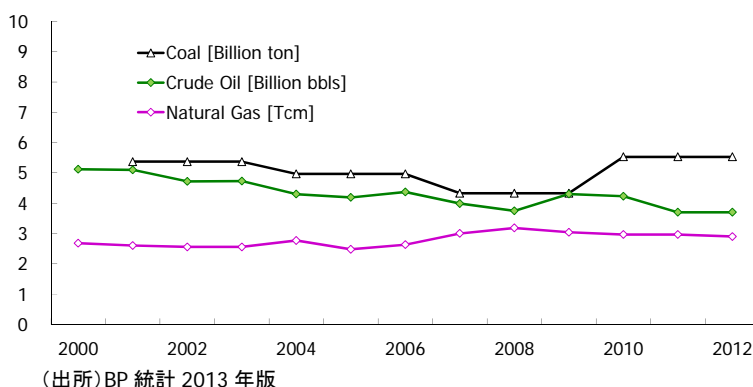


図 2.2.1 インドネシアのエネルギー資源(確認埋蔵量)

インドネシアのエネルギー消費は 2000 年以降着実な増加を続け、2010 年には石油換算 2 億トンを超え、2011 年には同 2 億 900 万トン記録した。2000 年以降、バイオマスを除く商業エネルギー消費の増加は平均年率 3.6% で、比較的穏やかな増加にとどまっているといえよう。バイオマスの比率は 2000 年の 32% から 2011 年には 25% に低下した。一次エネルギーの中では石油が 35% を占めて一番多く、天然ガスが 17%、石炭が 15% で続いている。火山国のインドネシアでは地熱も多く利用されており、一次エネルギー供給の 7.7% を占めている。日本エネルギー経済研究所(前出の予測)は、インドネシアのエネルギー消費は今後も着実な伸びを続け、一次エネルギー供給は 2020 年には 3 億 100 万トン、2030 年には 4 億 1,300 万トンに達すると見込んでいる。

インドネシアはこれまで東南アジア諸国の中でも有力なエネルギー輸出国であったが、2004 年には石油のネット輸入国に転じ、OPEC を脱退した。インドネシアでは 2007 年に調理用燃料を灯油から LPG に大々的に切り替える運動が開始され、大きな成果をあげているが、経済成長に伴う輸送用燃料需要の増加トレンドは堅調で、今後国内で大発見がない限り石油輸入の増大が続くものと見込まれる。天然ガスはこれまで LNG やパイプラインで輸出してきたが、国内需要の高まりから、今後輸出余力は低下する方向にある。一方、2000 年代半ばにカリマンタンを中心に石炭の開発が進み、一般炭では世界最大の輸出国となった。しかしながら、発電量を中心とする国内需要の高まりから、輸出規制が議論され始めている。

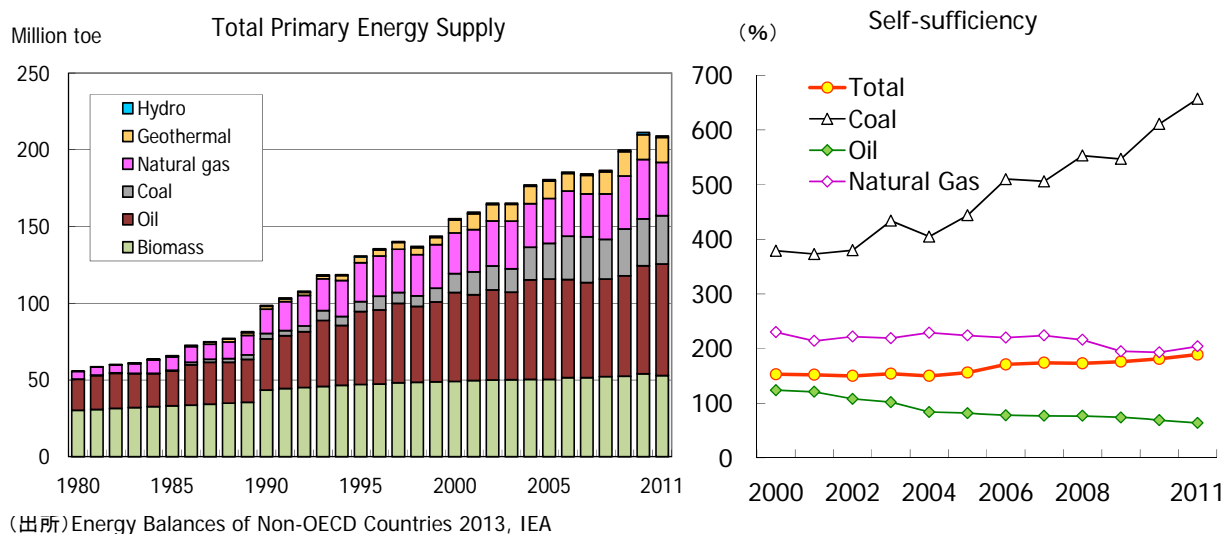
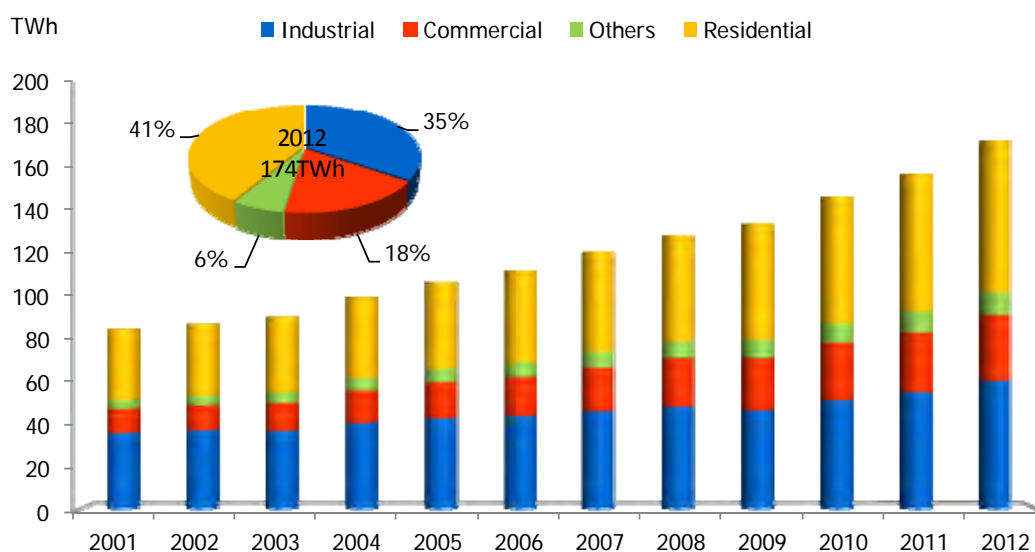


図 2.2.2 インドネシアの一次エネルギー供給と自給率の推移

2.2.3 電力需要

2012年のインドネシアの電力消費¹⁶は174.0TWhで、このうち家庭部門の消費は72.1TWhで全体の41.5%を占めている。工業用電力は60.2TWh(34.6%)、商業用電力は31.0TWh(17.8%)、その他部門(政府・公益部門など)の消費は10.7TWh(6.2%)であった。



(出所) PLN Statistics 2012

図 2.2.3 インドネシアの電力需要

2001年から2012年の期間、インドネシアの総電力需要の成長率は平均年率6.8%であったが、部門別では商業部門の成長率が最も高く年率9.5%を記録した。また、家庭部門の電力需要の成長率は7.3%であった。一方、工業部門の電力需要の伸びは各部門のなかで最も低く、僅か4.9%に止

¹⁶ PLN Statistics 2012

まった。商業部門と家計部門が電力需要を牽引しているのが近年の特徴である。また、その他部門のなかでは公共施設の電力需要の成長率が 9.7%、政府施設の電力需要の成長率が 8.2%といずれも高い伸びを記録し、公共サービス施設の拡充が図られてきたことを示している。2001 年～2012 年の期間の電力需要の対 GDP 弾性値は 1.2 を記録したが、GDP を上回る電力需要の伸びは発展段階にある途上国に特徴的にみられる現象である。

一方、インドネシアエネルギー-鉱物資源省（MEMR：Ministry of Energy and Mineral Resources）でのヒアリングによると、2013 年現在、全国的に電力供給が不足しており、特にジャワ島以外の地域では停電が発生したり、電力使用制限が実施されている。また、島嶼国であるインドネシアでは電化の推進が困難で、2012 年の電化率は 76.6%にとどまっている。

PLN が策定した最新の電力供給マスタープラン（RUPTL 2011-2020）¹⁷によれば、インドネシアの電力需要は 2021 年には 358TWh に達する。また、同年のピーク需要は 61,750MW で、計画期間中の伸び率は年率 8.5%と想定されている。地域別には最大の需要地域である Java-Bali 系統の 2021 年の需要は 259TWh で、需要の伸び率は年率 7.9%である。電化の遅れている地域の需要はこれよりも高い率で増加し、東部地域では年率 11.3%、西部地域では年率 10.5%で増加するものと見込まれている。

日本エネルギー経済研究所の予測（前出）はこれよりやや控えめで、今後の電力需要の伸び率は年率 5%程度と見込んでいる。それでも、発電電力量は 2020 年で 310TWh、2030 年で 498TWh、2040 年で 788TWh に達し、2030 年頃には現在の韓国の発電規模（2011 年で 520TWh）にほぼ達すると見込まれている。

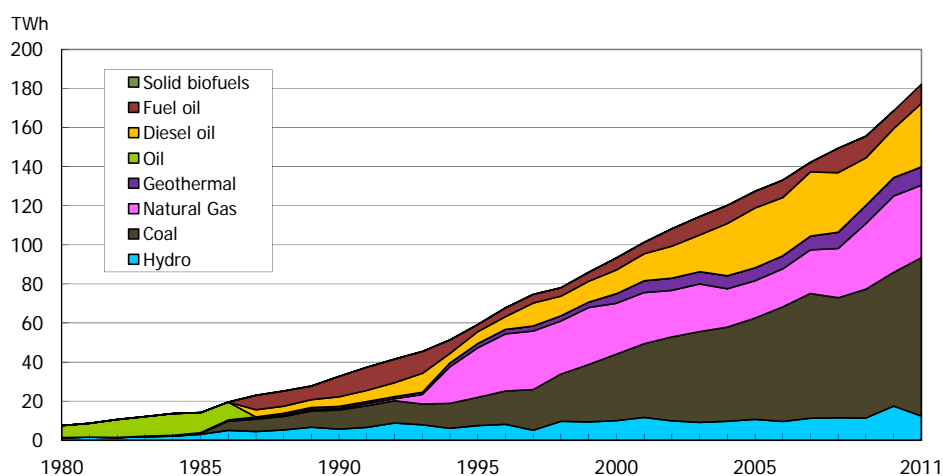
2.2.4 電力供給

2012 年の発電電力量は 200TWh であったが、その中でインドネシア国営電力公社（PLN）の発電量が全体の 74.8%を占めていた。残りの 25.2%は IPP や自家発電などによるものである。2012 年の発電電力量の燃料別構成では、石炭火力が 50.3%と過半を占め、これに続いて天然ガス火力が 23.4%、石油火力が 15.0%、水力は 6.4%、地熱は 4.9%、その他再生可能エネルギーは 0.1%であった。石炭火力と天然ガス火力は基本的にベースロードで運転されており、石油火力は、離島地域ではベースロードとして利用されているが、ジャワ島ではピーク調整が中心になりつつある。多くの島々を抱えるインドネシアでは、今後も小規模発電用として便利な石油系（軽油もしくは重油）発電が一定の規模残ることになるだろう。

2008 年以降の燃料別発電実績の推移を見ると、石炭火力の発電量の増加が著しく、2008 年の 52.3TWh から 2012 年には 100.7TWh へと 1.9 倍に拡大した。一方、石油火力発電は燃料費の上昇などを反映して年々減少し、2012 年の発電電力量は 2008 年のほぼ半分の 30.0TWh に低下した。天然ガス火力の発電量は増加したものの、石炭火力発電と比べると、増加量は小さい。これには燃料価格の差も影響しているであろうが、直接的にはジャワ・バリ系統における既存ガス田からのパイプラインによる天然ガス供給が頭打ち状態にある一方で、LNG 導入による新規供給システ

¹⁷ MEMR が策定する国家電力計画(National Electricity General Plan (RUKN))に沿って PLN が策定する Master Plan of Electricity Supply(RUPTL)

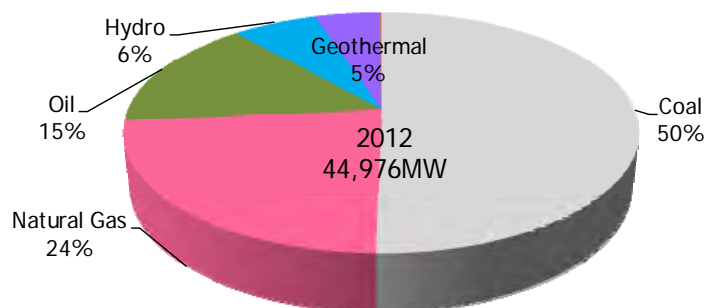
ムの整備はまだ始まったばかりであるという事情が反映されていよう。インドネシアの政府計画によると、2013年には石炭火力発電量がさらに増え、発電電力量全体に占める比率は55.2%に達する一方、天然ガス、石油系、水力などの比率がいずれも低下すると見込まれている。



(出所) IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2013

図 2.2.4 近年の電源別発電電力量

2012年のインドネシアの発電設備容量は44,976MWで、うち石炭火力が50.3%と最大の比率を占めている。これに次いで大きいのは天然ガス火力で全体の23.4%を占め、さらに、石油火力が14.9%、水力が6.4%、地熱が4.9%、その他が0.1%であった。



(出所) Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR)

図 2.2.5 2012年の電源構成

インドネシアにおける保有形態別の発電設備の推移は表 2.2.1 に示すとおりである。2004年から2012年にかけてインドネシア国営電力公社 PLN の発電能力は50%増加したが、同社が資金調達問題などを抱える一方で IPP の参加が進み、IPP 保有の設備容量は2004年の1,285MWから2012年には10,303MWへと8倍に増加した。2004年には PLN の発電設備能力は全体の8割以上を占めていたが、2012年には73%に下がった。他方、IPP の発電設備容量すでに全体の23%に達している。近年、電力需要の増加が続くインドネシアでは、IPP が電力供給能力の拡大に大きな貢献してきたといえよう。

MEMR の同じ資料によると、2006年から2012年にかけてインドネシアの発電設備容量は年平均

2,413MW、合計で 14,477MW 増加したが、この間の発電設備に対する投資総額は 20,295 百万ドルで、これを単純計算すると、キロワット当たりの投資金額は 1,402 ドルであった。

表 2.2.2 発電設備容量の推移と投資

| | Capacity (MW) | | | | Investment Million \$ |
|------|---------------|--------|-------|--------|--------------------------|
| | PLN | IPP | PPU | Total | |
| 2004 | 21,302 | 3,589 | 1,285 | 26,176 | n.a. |
| 2005 | 22,346 | 3,592 | 1,303 | 27,241 | n.a. |
| 2006 | 23,355 | 5,012 | 1,321 | 29,688 | 2,662 |
| 2007 | 23,664 | 5,835 | 1,354 | 30,853 | 1,509 |
| 2008 | 24,031 | 6,017 | 1,414 | 31,462 | 2,884 |
| 2009 | 24,366 | 6,179 | 1,414 | 31,959 | 4,322 |
| 2010 | 26,338 | 6,197 | 1,448 | 33,983 | 3,417 |
| 2011 | 30,529 | 7,653 | 1,704 | 39,886 | 1,671 |
| 2012 | 32,133 | 10,303 | 1,729 | 44,165 | 3,832 |

(出所) Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR)



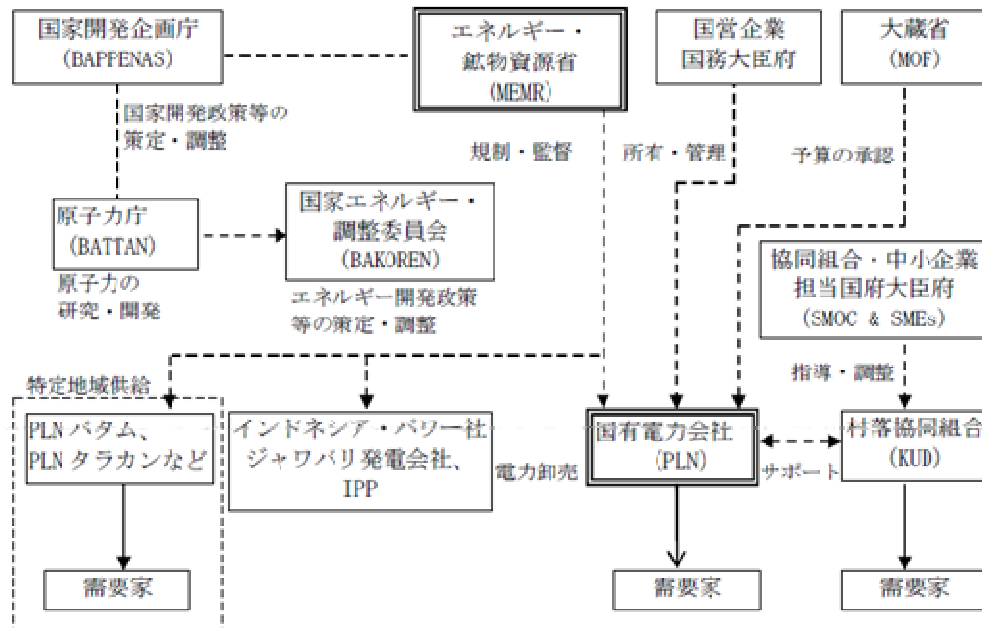
(出所) MEMR「Country Brief」。2013年8月にマニラで開催された「エネルギーセクター改革ワークショップ」でのプレゼンテーション

図 2.2.6 PLN の地域別電力設備

また、2013年7月現在、インドネシアの総発電能力は 44,976MW、送電線の延長距離は 39,114km、配電線の総延長距離は 679,258km であったが、これを地域別にみると、図 2.2.5 に示すように、電源分布では人口の一番多い Java-Bali (Jamali) グリッドが全体の 72%を占め、スマトラが 17%でこれに続き、この 2 地域で全体の約 90%を占めている。また、送配電線でも約 80%を占めている。この 2 地域とその他の地域では電源の規模や選択、あるいは送配電設備等の面で検討すべき課題の性格が相当異なるものと推測される。

2.2.5 電力管理体制

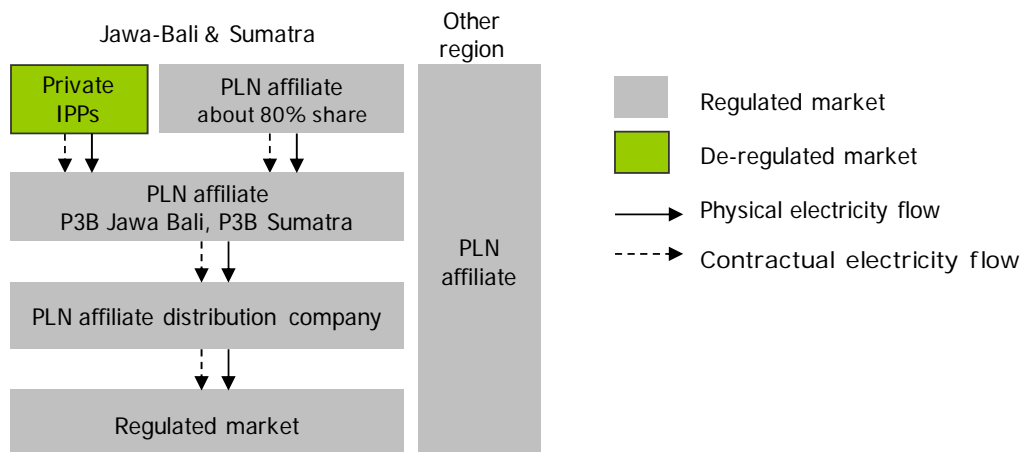
インドネシアでは、エネルギー鉱物資源省 (MEMR) がエネルギー全般に関する行政を担当し、電力部門についても電力需給計画、電源開発計画、省エネ・再生可能エネ導入などの政策全般を所管している。そして、MEMR の監督、規制のもとで国営電力公社 PLN が全国の電力供給の責任を負って事業を展開している。また、MEMR 以外にも、図 2.2.6 に示すように、PLN を所有・管理する国営企業国務大臣府、予算を承認する大蔵省 (MOF)、原子力規制庁 (BATTAN) や地方電化を推進する村落共同組合 (KUD) 等が電力事業に関与している。



(出所)METI「インドネシア島嶼部におけるスマートコミュニティ構築」

図 2.2.7 インドネシアの電力事業の体制

1995 年以来 PLN は発送電事業の分離や発電部門の分割などを徐々に進めてきたが、垂直統合会社という同社の性格は現在も基本的に変わっていない。これまでに規制緩和が行われたのは、図 2.2.8 に示すように発電部門のみである。インドネシアでは 1992 年に IPP の参入が許可されたが、IPP による発電電力は、MEMR から特定需要家への直売許可を取得したものを除き、すべて競争入札によって PLN に売却するという制度が取られている。とはいえ、前項で説明したように、近年、これらの IPP はインドネシアの電力供給能力拡充において大きな役割を果たしている。



(出所) PLN などの資料により IEEJ 作成

図 2.2.8 インドネシアの電力市場

2.2.6 電気料金と制度

インドネシアにおける 2012 年の電気料金は、米ドルに換算すると、家庭用（平均値、以下同）が 6.7Cent/kWh、工業用が 7.6Cent/kWh、商業用が 10.3Cent/kWh で、総平均値は 7.8Cent/kWh であった。先進国などでは小口の家庭用電気料金は工業用など他の分野の料金より高いのが普通だが、インドネシアの場合、家庭用が最も安く設定されている。このため電気使用量が 900W 以下の家庭用小口需要では政府が PLN に支払う補助金の比率が電気料金の約 20%にも及んでいる。国内に豊富なエネルギー資源を持つインドネシアでは長い間石油や電力の料金が低く抑えられてきた。このような伝統を変更するのはなかなか大変だというのが実情である。

表 2.2.3 部門別の電気料金の推移

| Cent/kWh | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|
| Residential | 6.24 | 5.80 | 6.24 | 6.25 | 6.06 | 5.67 | 6.78 | 7.05 | 6.73 |
| Industrial | 6.26 | 5.87 | 6.82 | 6.80 | 6.41 | 6.20 | 7.27 | 7.93 | 7.56 |
| Business | 7.63 | 7.16 | 8.34 | 8.45 | 8.77 | 8.57 | 10.28 | 10.84 | 10.28 |
| Social | 6.36 | 5.87 | 6.39 | 6.28 | 6.09 | 5.56 | 6.86 | 7.37 | 7.22 |
| Gov. Office Building | 7.97 | 7.53 | 8.25 | 8.13 | 8.73 | 8.38 | 10.48 | 10.72 | 10.32 |
| Publ. Street Lighting | 7.15 | 6.48 | 7.04 | 7.09 | 6.86 | 6.38 | 8.20 | 9.02 | 8.55 |
| Average | 6.51 | 6.09 | 6.86 | 6.88 | 6.73 | 6.45 | 7.69 | 8.14 | 7.76 |

(注) 為替レートの変動のため、2012 年の電気料金はドルに換算すると 2011 年よりも安い、現地通貨では上昇している。

(出所) PLN Statistics

インドネシア政府は、政府予算から電気料金に対する補助金を交付している。近年、電気料金は年々引き上げられてきたが、それでも総電力コスト（発電、送配、発電企業の利益などを含む）をかなり下回っている。電気料金の値上げには国会承認が必要であり、国会議員は選挙を意識して電気料金の値上げに対しては慎重な姿勢を取りがちである。そのため、政府は電力企業が提出したコストおよび利益の計算書をもとに、電気事業の収益性基準に照らして不足する部分を政府財政から交付する制度がとられている。インドネシアの統計によると、2011 年に電力会社に対し

て支払われた政府補助金は46.8億ドルに達し、同年のインドネシアのGDPの5.5%にも上っている。MEMRは2015年を目標に電力料金を実コスト水準以上に引き上げ補助金を大幅に削減するというロードマップを描いているが、目論見通り実行できるかどうかは予断を許さないところである。



(出所)インドネシア統計年鑑 2012年版

図 2.2.9 電力に対する政府の補助金交付額

2.2.7 発電コスト

PLN 統計によると、表 2.2.4 に示すように 2012 年の平均発電コストは米ドル換算で約 13 セント/kWh であった。その中で燃料費が平均 11 セントとコスト全体の 8 割以上を占めている。電源別では水力発電のコストが 1.7 セント/kWh で最も低い。一方、ディーゼル火力発電のコストは 33.8 セント/kWh で最も高く、その内訳は燃料費が 72.9%、保守費は 7.7%、償却費は 5.7%、人件費は 3.3% であった。ディーゼル発電は地方で初期の小規模発電に利用されたものが次第にグリッドに編入されたものやピークカットに利用されるものが主体で、規模や稼働率の点でもコストの高いものとなっている。

一方、石炭火力発電のコストは水力発電に次いで安く 8.6 セント/kWh で、その内訳を見ると、燃料コストが全体の 77% を占め、保守コスト、償却費、人件費などが 23% であった。石炭火力の発電コストは確かに安いですが、ここに計上されていない環境コストを考慮すれば実際のコストはこれより高いという見方もあろう。

天然ガス発電は 25.2 セント/kWh とディーゼル発電に次ぐ高コスト電源となっているが、これは非効率な旧型火力が主力のためである。ちなみに最新型のコンバインド・サイクルの発電単価はその半額以下である。地熱発電もコストの安い電源だが、燃料費（スチーム調達費）がコストの 90% を占めており、効率的な地熱資源の開発がカギである。石炭火力や地熱はベースロードで運転されており、発電コストの安さに影響しているだろう。

表 2.2.4 PLN の発電コスト(2012 年)

| | Fuel | Maintenance | Depreciation | Others | Personnel | Total |
|----------------|----------|-------------|--------------|--------|-----------|-------|
| | Cent/kWh | | | | | |
| Hydro | 0.2 | 0.3 | 0.9 | 0.0 | 0.2 | 1.7 |
| Coal | 6.7 | 0.7 | 1.2 | 0.0 | 0.1 | 8.6 |
| Diesel | 24.6 | 5.9 | 1.9 | 0.2 | 1.1 | 33.8 |
| Natural Gas | 22.8 | 0.7 | 1.5 | 0.0 | 0.1 | 25.2 |
| Geothermal | 10.8 | 0.2 | 0.8 | 0.0 | 0.2 | 11.9 |
| Combined Cycle | 9.4 | 0.5 | 0.7 | 0.0 | 0.0 | 10.7 |
| Average | 11.0 | 0.7 | 1.1 | 0.0 | 0.1 | 13.0 |
| | % | | | | | |
| Hydro | 13.7 | 19.8 | 52.4 | 2.6 | 11.6 | 100.0 |
| Coal | 77.3 | 7.7 | 13.9 | 0.2 | 0.8 | 100.0 |
| Diesel | 72.9 | 17.6 | 5.7 | 0.6 | 3.3 | 100.0 |
| Natural Gas | 90.4 | 2.8 | 6.2 | 0.1 | 0.5 | 100.0 |
| Geothermal | 90.6 | 1.5 | 6.3 | 0.2 | 1.4 | 100.0 |
| Combined Cycle | 88.3 | 4.4 | 6.6 | 0.3 | 0.4 | 100.0 |
| Average | 85.2 | 5.5 | 8.2 | 0.2 | 0.8 | 100.0 |

(出所)PLN Statistics

上掲のデータを基に、コスト、電気料金および補助金の関係を図 2.2.10 に整理した。近年、燃料価格の値上がりを反映して発電コストが上昇傾向にあるのに対し、電気料金はほぼ横ばいで推移しており、補助金の比率が上昇していることが見て取れる。MEMR はコストを反映した電気料金の実現と補助金削減のロードマップを描いているが、LPG 転換という切り札のあった灯油への補助金のカットと同じような有効な策が展開できるかどうか、補助金比率の高い電気消費量 1kW 未満の消費者をどのように扱っていくかなどが、今後の検討課題となろう。



(出所)PLN Statistics

図 2.2.10 発電コスト・電気料金・補助金の関係

2.2.8 電源開発計画

インドネシアの電力供給マスタープラン (RUPTL) では発電設備容量が 2012 年の 199MW から

2021年には2倍に増えて411TWhに達する。平均増加率は年8.4%である。

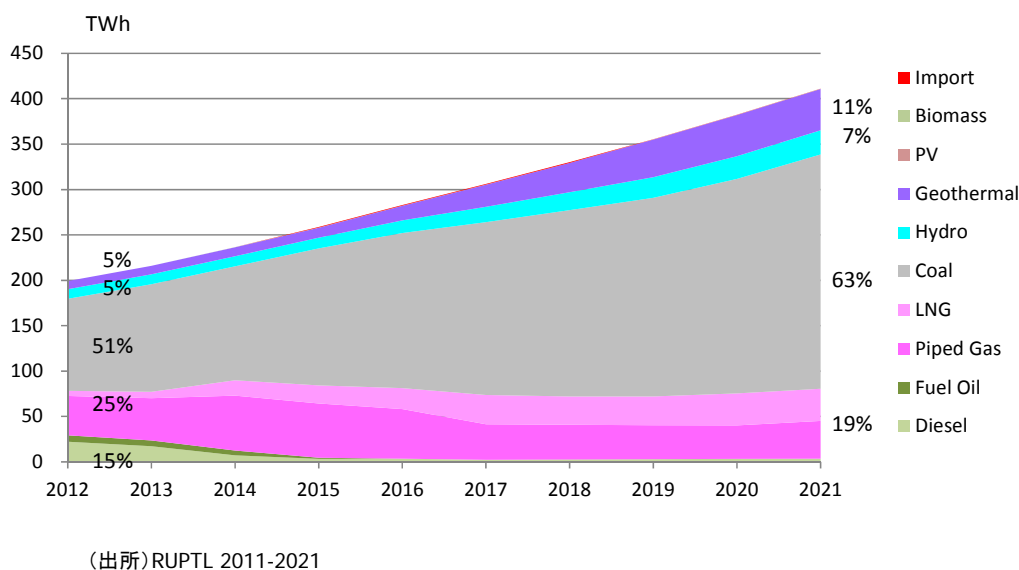


図 2.2.11 インドネシアの電源構成

このなかで石油系発電は2015年ころをめぐりに大幅に削減し、天然ガスと石炭を中心に電源開発を進める計画である。地熱発電は2021年までに5倍に、水力発電は2.5倍に、太陽光発電は23倍に増やす計画であるが、電力供給の増加の大宗は化石燃料に頼ることになる。この結果、発電用の石炭消費量は2012年の5,123万トンが2021年には1億3,440万トンへと増悪化し、天然ガス消費量も434Bcfから599Bcfへと増加し、そのうちLNGの比率は11%から44%に上昇する。一方、石油消費量は906万KLから101万KLへと激減する計画である。

一方、日本エネルギー経済研究所の予測（前出）では、インドネシアの電力発電量は2011年の182TWhから2020年には310TWh、2030年には498TWh、2040年には788TWhへと増加するとされている。電源構成では資源の制約から水力発電の比率が次第に低下するのに対し、石炭と天然ガスが電力供給の増加を支え、CO₂排出量の抑制のため天然ガス火力が一定の役割を果たすものと見込んでいる。なお、同予測では原子力発電は想定していない。

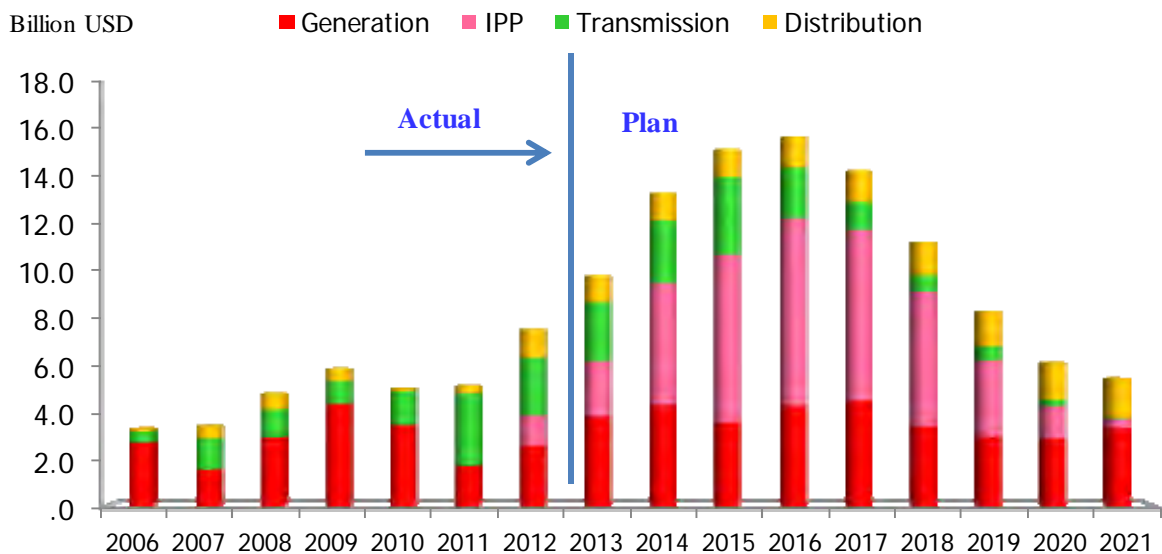
上記の電力供給マスタープランによると、インドネシアの2013～2021年の期間の電力開発投資総額は996億ドルにおよび、このうち発電設備に対する投資額が735億ドルと全体の約3/4を占めている。送電線の整備には135億ドル、配電線の整備には126億ドルが必要とされる。図2.2.10に示すように、発電設備への投資が突出しており、今回の計画期間では2006年から2012年の実績である年間29億ドルの約3倍の年間82億ドルが予定されている。なかでも、2013年から2019年にかけてはIPPによる集中的な投資が発電設備投資を大幅に押し上げるものと計画されており、2013～2021年の期間の発電投資総額の56%がIPPによるものとされている。

表 2.2.5 インドネシアの電源別発電量の見込み

| | Power Generation (TWh) | | | | Composition (%) | | | |
|-------------|------------------------|------|------|------|-----------------|------|------|------|
| | 2011 | 2020 | 2030 | 2040 | 2011 | 2020 | 2030 | 2040 |
| Coal | 81 | 154 | 276 | 472 | 45 | 50 | 55 | 60 |
| Oil | 42 | 39 | 37 | 34 | 23 | 13 | 7 | 4 |
| Natural Gas | 37 | 75 | 122 | 197 | 20 | 24 | 24 | 25 |
| Nuclear | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Hydro | 12 | 14 | 16 | 17 | 7 | 5 | 3 | 2 |
| Geothermal | 9.4 | 27 | 47 | 67 | 5 | 9 | 9 | 9 |
| NRE | 0.2 | 0.4 | 0.7 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 182 | 310 | 498 | 788 | 100 | 100 | 100 | 100 |

(出所) IEEJ Asia/world Energy Outlook 2013

送電線への投資は年間平均 15 億ドル程度でほぼ横ばいだが、配電システムへの投資は年間 5 億ドルから 14 億ドルへとほぼ 3 倍増となる。インドネシアでは国家予算による村落部の電化推進が図られており、2014 年には電化率を 80%、電化村落比率を 98.9%に引き上げることを目標に配電設備の拡充が進められている。電力セクターの拡充には巨額の設備投資が必要だが、電気料金がコストを下回る状況のなかで国営電力公社 PLN 野資金力は限られており、IPP や国家予算からの支出にも多くが期待されている。



(出所) PLN 「電力供給事業計画(RUPTL)」

図 2.2.12 設備投資計画

2.2.9 国際系統連系

ASEAN では、第 2.4 節で説明するようにインドネシア、マレーシア、フィリピン等の諸国を結ぶ国際連系構想「ASEAN Power Grid」が検討されてきた。国計画の具体的な骨格が整うには今少し時間が必要と思われるが、ASEAN 各国における送電幹線が形成されてくれば、ASEAN 経済の一体化の進展とともに、次第に具体化してくるものと思われる。インドネシアとマレーシアの間

で進み始めた国際系統連系はその端緒となるであろう。

現在、インドネシアとマレーシアの間ではカリマンタン西部で一部送電線が繋がっている場所があるが、送電電力はごく僅かで¹⁸、季節やマレーシア側の需要変動によって、送電が行われなことも多い。また、マレーシアの2017年までの送電網開発計画¹⁹には、インドネシアとの国際系統連系計画は含まれていないが、図2.2.5に示すように、インドネシア側の計画には、上記のカリマンタン島西部とマラッカ海峡を横断する地点での国際系統連系計画が示されている。

マレーシア側ではサラワク州億部での大規模水力開発プロジェクトである Bakun 水力の1号機が2011年に稼働を始めており、2015年より西カリマンタン州に向けても50MW（将来は200MW）の送電を行う計画である。インドネシア側に十分な需要があれば、さらに増量が可能だが、インドネシアの現行法では電力輸入を外国に依存しないこととされており、増量には法整備が必要である。Bakun はもともと半島マレーシアへの送電を念頭に置いた大型水力計画だが、西カリマンタンへの供給はごく自然だと思われる。ロケーション的にもこのプロジェクトは、将来、ASEAN Power Grid のうち、インドネシア・マレーシアからフィリピンに至る東側回廊を形成するキープロジェクトとなるだろう。

Box: Bakun 水力開発計画

マレーシアサラワク州の Bakun ダムは Rajang 河上流の Balui 川に建設されたダムで、最終的には240万kW（300MW×8基）の水力発電所となる。2011年8月に第一期工事（300MW）が完成し発電を開始した。この地域では、Pelagus, Bakun, Murum, Belaga の四つの支流にダムを建設し大型水力発電基地とする計画が進んでおり、Murum ダム（944MW）が2013年に完成した。Bakun はもともと半島マレーシアへの送電を念頭に置いた大型水力計画である。Bakun 水力完成前のサラワク州の発電設備は1,300MWで、そのうち水力は8%を占めるにすぎなかったが、大型水力の完成により同州の電力の80%が水力で供給されることになる。Bakun 水力の電気は地元のサラワク電力に対しては6.25sen/kWh（約2セント）で販売されている。

また、PLN の計画にはスマトラ島（リアウ州）→マレー半島（KL 付近）の連系計画も計上されている。これは、両国のピーク需要時間の差（マレーシアは昼、スマトラは夜がピーク）を利用して融通を行うという計画で、海底ケーブルを使って送受電する。また、将来は南スマトラの褐炭を利用した山元発電による電気をマレーシアに輸出することも検討しているが、こちらはまだ構想の域を出ていない。スマトラ島とマレー半島の間が繋がれば、マレーシアを経てタイ、ラオス、ベトナムに至る ASEAN Power Grid 西回廊の一端が形成されることになる。

¹⁸ マレーシア税関統計、インドネシア税関統計

¹⁹ Malaysia Energy Commission「Electricity Supply Industry Outlook 2013」

2.3 フィリピン²⁰

表 2.3.1 Key Indicators

| | | 2011 |
|--|---|-------------|
| 1) GDP (nominal) | Billion US Dollars | 224.8 |
| 2) Population (as of 1 July) | Million person | 94.2 |
| 3) Per capita GDP | US Dollars/person | 2,386 |
| 4) Total Primary Energy Supply (TPES) | Million tonnes oil equivalent (MTOE) | 40.5 |
| 5) Energy Self-supply Ratio | - | 59.1% |
| 6) Electricity Consumption | Tera WH (TWH) | 56.1 |
| 7) Power Generation Capacity | Million kW | 17.0(2012) |
| 8) CO ₂ Emissions (energy origin) | Million tons CO ₂ equivalent (Mt-CO ₂) | 134.6(2010) |
| 9) Per capita Primary Energy Supply | TOE/person | 0.429 |
| 10) Energy Intensity per GDP | TOE/Thousand USD | 0.180 |
| 11) Per capita Electricity Consumption | kWh/person | 596 |
| 12) Electrification rate [2009] | - | 79.0% |
| 13) Electricity Intensity per GDP | kWh/Thousand USD | 250 |
| 14) Per capita CO ₂ Emissions (energy origin) | Ton-CO ₂ /person | 1.454(2010) |
| 15) Primary Energy Supply Composition | Coal | 20.9% |
| | Oil | 30.7% |
| | Natural Gas | 8.1% |
| | Nuclear | 0.0% |
| | Hydro | 2.1% |
| | Geothermal | 21.1% |
| | Other Renewables | 17.1% |
| 16) Energy Self-sufficiency | Total | 59.1% |
| | Coal | 43.0% |
| | Oil | 6.2% |
| | Natural Gas | 100.0% |
| | | |

Source: IEA, ADB, DOE, etc

2.3.1 経済情勢

フィリピン経済は2012年から2013年にかけて年率6.8%成長と好調な伸びを見せている。IMFの「World Economic Outlook 2013」によると、2012年のフィリピンの国内総生産（GDP）は2,502億ドル、人口は9,671万人、一人当たりGDPは2,587ドルを記録し、2012年の経済構造（GDP比率）は第1次産業10.5%、第2次産業33.2%、第3次産業56.4%であった。フィリピン経済はここに来て都市開発などを中心に活況を呈しており、2013年上期には年率7.5%の成長を記録した。IMFは2014年のGDP成長率は6.0%、2012～2018年のGDP年平均成長率は5.5%と予測しているが、これを上回る可能性も議論されている。

フィリピンの超長期経済展望に関して、日本エネルギー経済研究所（前出の予測）はIMFとほぼ同じレベルの成長を見込み、2011～2020年の経済成長率は5.4%、2020年～2030年は4.7%、2030年～2040年は4.1%と想定している。

²⁰ フィリピン国電力セクターの現況については、当研究所が作成した JICA 調査報告書「フィリピン国エネルギーセクター改革進捗・実績確認調査」(2013年12月)をあわせて参照されたい。

2.3.2 エネルギー資源とエネルギー需給

フィリピンはエネルギー資源にはあまり恵まれず、主なものはパラワン島沖の Camago-Malampaya ガス田とマニラの南 305km ほどの小島にある Semirara 炭鉱である。エネルギー省は石油・天然ガスの探鉱を積極的に進めているが、野心的目標を満たすような成果には至っていない。セミララ炭はアルカリ性が強く、輸入炭を 7 割程度混ぜる必要があるため、使用はおのずと限られる。そのため、2007 年からは一部が輸出に回されるようになった。2006 年にミンダナオ島で石炭火力が新規稼働したのに伴い、国内炭の生産は増加に転じた。国内炭の確認埋蔵量は 4.4 億トンしかないため、今後新規資源の発見、開発があるのでなければ、年産 7 百万トンという現在の生産量はややオーバーペースかもしれない。

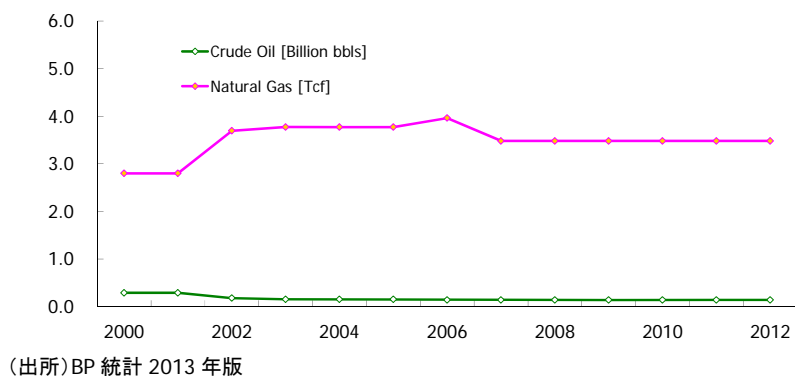
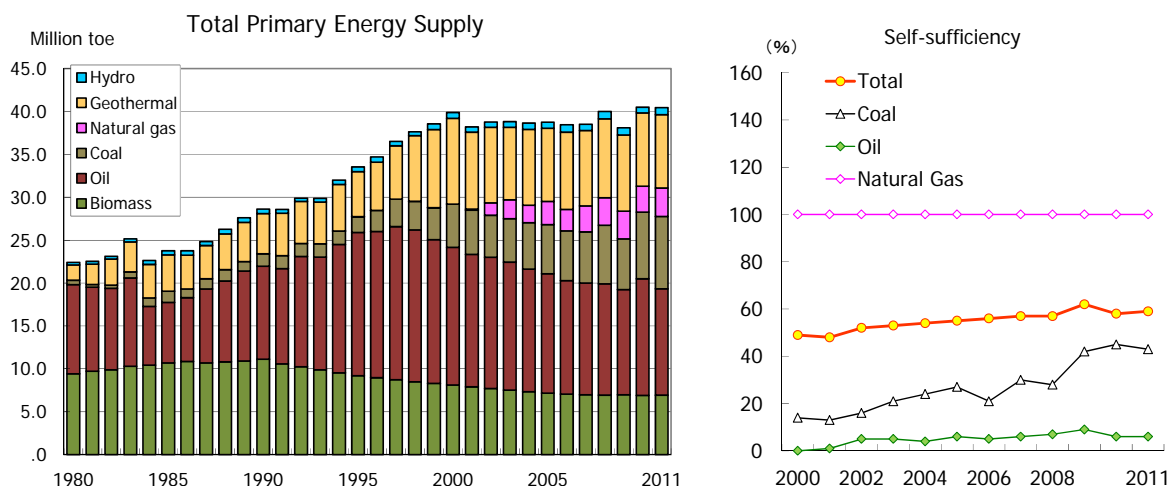


図 2.3.1 フィリピンのエネルギー資源 (確認埋蔵量)

2000 年以降フィリピンでは年率 4.7% の経済成長を記録してきたにもかかわらず、図 2.3.1 に示すように、エネルギー需要はほぼ石油換算 4 千万トン/年程度で、横ばいで推移してきた。しかしながら、ここに来てエネルギー需要は増加に転じ、2011 年には 3.3%、2012 年には 4.7% の増加を記録した。経済の上向きとともにエネルギー需要動向には新しいトレンドが生じているようにも見え、今後注意深く観測していくことが必要だろう。



(出所)Energy Balances of Non-OECD Countries 2013, IEA

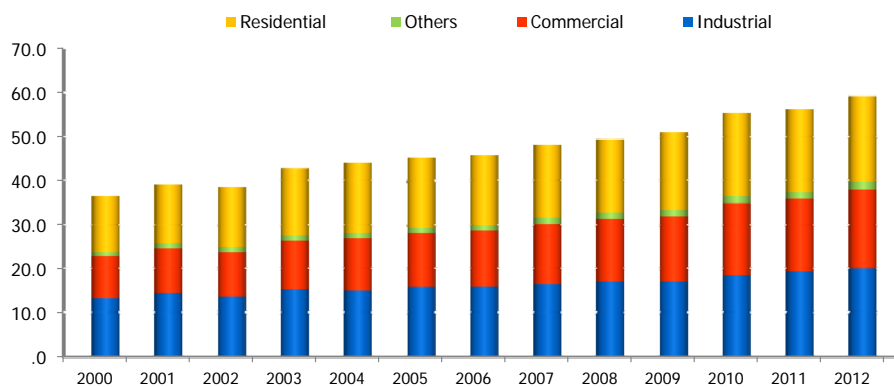
図 2.3.2 フィリピンの一次エネルギー供給と自給率の推移

フィリピンでは石炭、天然ガス、地熱と少量の原油が生産されている。ここ数年では国内炭の生産増加がエネルギー自給率を引き上げてきた。一方、発電量の30%を賅っているマランパヤガス田は既にプラトー生産に到達しており、新規の発見がなければ、現在の生産水準の維持や消費量の引き上げは難しい。このような状況のなか、マニラ郊外のバタンガスおよびバターン半島にLNG輸入基地を建設する計画が検討されている。

日本エネルギー経済研究所の予測（前出）は、フィリピンのエネルギー消費は今後年率3%程度の成長軌道をたどり、2020年には石油換算4,900万トン、2030年には6,600万トン、2040年には8,700万トンに到達すると見込んでいる。国産エネルギーである地熱開発もある程度進むものの、国内エネルギー資源はそれほど多くはなく、石油、石炭、天然ガス等の輸入増が今後のエネルギー需要の伸びを支えるものと予想される。

2.3.3 電力需要

フィリピンエネルギー省（DOE：Department Of Energy）の電力統計によると、2012年のフィリピンの電力消費量は59.2TWhで、2005年の45.1TWh比で年平均3.9%の増加を記録した。ここ10年フィリピンのエネルギー消費がほぼ横ばいで推移してきたのに対し、電力需要は着実に増加してきた。2010～2012年の増加率は年率7.1%で、ここにきて増加が加速している。2012年の部門別電力消費は工業部門が20.1TWh（33.9%）で一番多く、以下商業部門が17.8TWh（30.0%）、家庭部門が19.7TWh（33.3%）、その他部門が1.7TWh（2.8%）となっている。2005～2012年の各部門の成長率は年率3.6%、5.5%、3.0%、5.1%で、商業部門が電力需要の伸びを牽引してきたが、2010～2012年においてもこの傾向が強まっている。



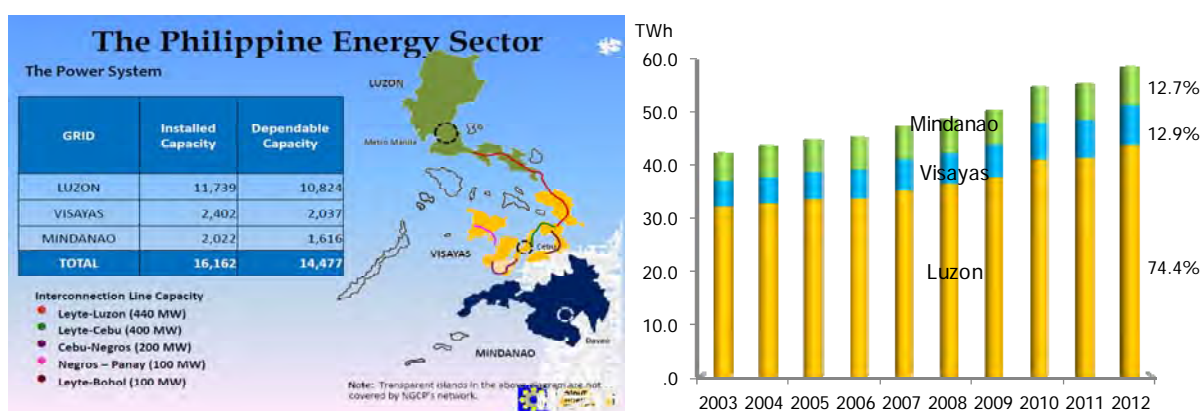
(出所)フィリピンエネルギー省(DOE)

図 2.3.3 フィリピンの電力需要

多島国家であるフィリピンの電力系統は Luzon グリッド、Visayas グリッド、Mindanao グリッドに大別され、さらに Visayas グリッドにはパラワンなど複数の独立したサブグリッドが含まれる。ビサヤス地方は地熱資源に恵まれているが需要規模が小さく、一方、ミンダナオでは発電設備が不十分で電力供給が不安定な状態にある。現在、Luzon グリッドと Visayas グリッドは送受電能力400MWの連結線で結ばれている。DOEでは、さらに、①LuzonとVisayasの送受電能力の拡大と、②VisayasとMindanaoの系統連系の実現が計画されている。また、無電化人口を減らすた

め、ユニバーサル・チャージ（電力料金に上乗せされる専用基金）による無電地域の電化、送配電システムの強化、グリッド内のサブグリッド間の連系能力の強化などが進められている。

2012年のグリッド別電力需要を見ると、フィリピンの経済の67.0%、人口の56.7%を占め、マニラを中心とするLuzonグリッドの需要が44.1TWhで全体の74.4%を占めている。Visayasグリッドの電力需要は7.6TWhで12.9%を占め、面積は広いが人口が少ないMindanaoグリッドの電力需要が最も少なく7.5TWhで、12.7%であった。2005～2012年の期間の需要増加率はビサヤスがトップで年5.4%で、ミンダナオは3.0%にとどまり、ルソンは全国平均と同じ3.9%であった。ミンダナオでは2009～2010年にかけて深刻な干ばつに見舞われ、水力発電が極端な稼働低下に追い込まれたほか、不安定な治安などの要素も加わり、電力需要の伸びが抑えられている。火力発電所の建設やビサヤスとの連系線の建設などが計画されているが、供給不足状態の解消には少し時間がかかりそうである。



(出所)DOE 電力統計および東京シンポジウム(2013年10月)でのベティリアDOE長官プレゼン資料「Investment Opportunities in the Philippine Energy Sector」

図 2.3.4 グリッド別の電力需要

表 2.3.1 は、2012年のグリッド別の部門別需要を示したものである。Luzonグリッドでは工業、商業、家計の各部門の需要が拮抗しているが、他の地域では商業部門の比率がかなり低い。その意味では、ビサヤスやミンダナオでも今後商業部門の電力消費比率が上昇し、全体として商業部門が電力需要を牽引するという構図が続くものと考えられる。

表 2.3.2 2012年のグリッド別・部門別の電力需要

| | Luzon | Visayas | Mindanao | National Demand (GWh) |
|-------------|---------|---------|----------|-----------------------|
| Industrial | 14,086 | 3,032 | 2,954 | 20,071 |
| Commercial | 14,905 | 1,426 | 1,446 | 17,777 |
| Residential | 14,262 | 2,668 | 2,765 | 19,695 |
| Total | 43,253 | 7,125 | 7,164 | 57,543 |
| | Share % | | | |
| Industrial | 32.6 | 42.5 | 41.2 | 34.9 |
| Commercial | 34.5 | 20.0 | 20.2 | 30.9 |
| Residential | 33.0 | 37.4 | 38.6 | 34.2 |

(出所)DOE 電力統計資料

一方、日本エネルギー経済研究所（前出の超長期予測）は、今後電力需要の伸びが次第に低下し、2011～2020年では4.0%、2020～2030年では3.7%、2030～2040年では3.2%と予測している。需要動向については、フィリピンの電力開発計画（PDP）における予測とほぼ同じである。

2.3.4 電力供給

2012年のフィリピンの電源別発電状況を見ると、石炭火力が28.2TGWWhで全体の38.8%を占め、以下天然ガス火力が19.6TGWWh（26.9%）、石油系（ディーゼル・重油など）火力が4.3TGWWh（5.8%）、水力発電が10.3TGWWh（14.1%）、地熱発電が水力とほぼ同じ10.3TGWWh（14.1%）であった。このほか、バイオマス・風力・PVの発電量合計が259GWWh（約0.4%）であった。

電源別、グリッド別では、表2.3.2に示すように、Luzonグリッドでは石炭火力と天然ガス火力発電が中心で、全体の80%を超えている。Visayasグリッドは地熱と石炭火力が中心で、両者の合計が全体の90%以上を占めている。Mindanaoグリッドでは、石炭火力が全体の18.5%、石油火力が18.8%だが、最も多いのは水力発電で、年間発電量は4,913GWWh、グリッドの発電量全体の53.8%を占めている。

表 2.3.3 2012年の電源別・グリッド別の発電状況

| Source | Luzon | | Visayas | | Mindanao | | National | |
|--------------|--------|------|---------|------|----------|------|----------|-------|
| | GWh | % | GWh | % | GWh | % | GWh | % |
| Coal | 21,878 | 41.8 | 4,701 | 41.1 | 1,686 | 18.5 | 28,265 | 38.8 |
| Natural gas | 19,642 | 37.5 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 | 19,642 | 26.9 |
| Oil & Diesel | 1,855 | 3.5 | 679 | 5.9 | 1,720 | 18.8 | 4,254 | 5.8 |
| Hydro | 5,292 | 10.1 | 46 | 0.4 | 4,913 | 53.8 | 10,252 | 14.1 |
| Geothermal | 3,588 | 6.9 | 5,930 | 51.9 | 731 | 8.0 | 10,250 | 14.1 |
| Biomass | 37 | 0.1 | 71 | 0.6 | 75 | 0.8 | 183 | 0.3 |
| Wind | 75 | 0.1 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 | 75 | 0.1 |
| PV | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 | 1 | 0.0 | 1 | 0.0 |
| Total | 52,368 | 71.8 | 11,428 | 15.7 | 9,127 | 12.5 | 72,922 | 100.0 |

（出所）DOEの電力統計資料

上表の発電状況から推測すると、LuzonグリッドやVisayasグリッドでは石油火力発電は主にピーク調整用として運用されているが、Mindanaoグリッドは、燃料調達や送電能力などの要因により、石油火力の一部をベースロードとして運用している。また、Visayasグリッドでは、地熱と石炭火力がベース・ミドルロードとして利用されているようだ。

2012年のフィリピンの発電設備総容量は17,023MWであった。その中では石炭火力が全体の32.7%を占めてトップで、これに水力の20.7%、石油火力の18.1%、天然ガス火力の16.8%が続いている。地熱発電も全体の10.9%を占め、その他の再生可能エネルギー（バイオマス、風力、PVなど）は合計0.9%であった。

表 2.3.4 2012 年のグリッド別の電源構成

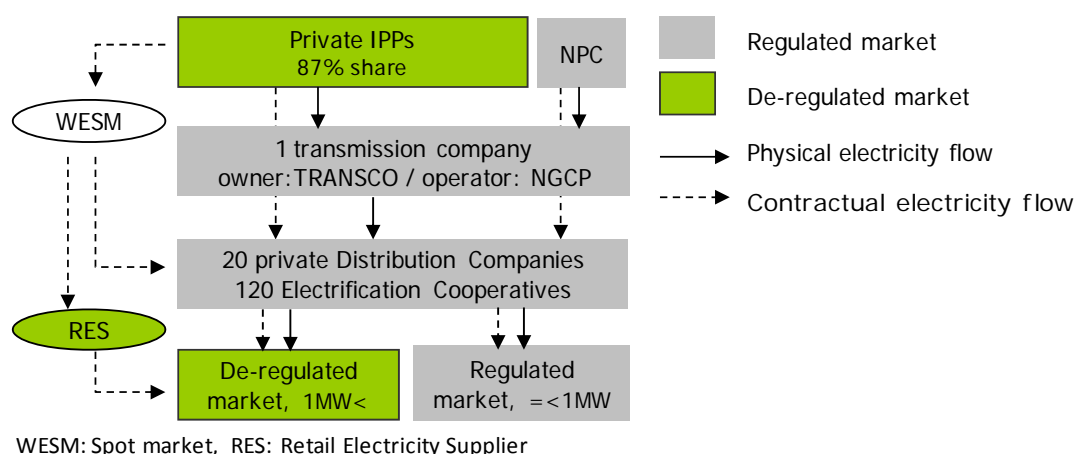
| Source | Luzon | | Visayas | | Mindanao | | National | |
|--------------|--------|------|---------|------|----------|------|----------|-------|
| | MW | % | MW | % | MW | % | MW | % |
| Coal | 4,219 | 37.2 | 777 | 36.9 | 210 | 13.0 | 5,206 | 34.6 |
| Natural gas | 2,759 | 24.3 | 1 | 0.0 | 0 | 0.0 | 2,760 | 18.3 |
| Oil & Diesel | 1,586 | 14.0 | 505 | 24.0 | 470 | 29.1 | 2,561 | 17.0 |
| Hydro | 2,147 | 18.9 | 11 | 0.5 | 826 | 51.2 | 2,984 | 19.8 |
| Geothermal | 587 | 5.2 | 777 | 36.9 | 98 | 6.1 | 1,462 | 9.7 |
| Others | 51 | 0.4 | 33 | 1.6 | 10 | 0.6 | 94 | 0.6 |
| Total | 11,349 | 75.3 | 2,104 | 14.0 | 1,614 | 10.7 | 15,067 | 100.0 |

(出所)DOE の電力統計資料

グリッド別に発電設備の内訳を見ると、表 2.3.3 に示すように、Luzon グリッドでは石炭火力の比率がトップで、天然ガス、水力などがバランスよく配置されているのに対し、Visayas グリッドでは石油と地熱、ミンダナオでは水力と石油の比率が高いことが特徴として挙げられる。DOE の電力統計によると、現在稼働中の石油火力の大部分は 1980~1990 年代に導入されたもので、一般的な石油火力の寿命を 25 年とすると、一部は既に退役年限に達しており、2015 年には大部分が寿命を超えることになる。一方、石炭火力発電の殆どは 2000 年以降に導入された設備である。水力と地熱発電設備は 1950 年代から 2010 年にかけて導入された設備だが、火力発電設備より寿命ははるかに長い。バイオマス発電が最も新しく、全て 2007 年以降に導入された設備である。設備の老朽化や燃料費の高騰を考慮すると、石油火力は比較的早い時期にフェーズアウトし、後述のように、石炭や天然ガスなど他の電源に転換されるものと予想される。

2.3.5 電力管理体制

フィリピンでは 2001 年 6 月に電力産業改革法 (EPIRA : Electric Power Industry Reform Act) が施行され、それまで国営電力会社 (NPC : National Power corporation) 中心に運営されていた電力部門の全面的な分割民営化が始まった。



(出所)各種資料により IEEJ 作成

図 2.3.5 フィリピンの電力市場

NPC は新規の発電所建設を禁止され、電力資産管理公社 (PSALM) が NPC の資産の民営化を進めてきた。EPIRA 実績報告書によると 2013 年 4 月末では、NPC が保有していた発電能力の民営化の進捗度は 86.5%に到達したと推定される。2012 年 10 月末の水準は 79.56%であった。今回の民営化水準の上昇は現在進行中の Angat 水力発電所の韓国水資源会社 (K-Water) への譲渡によるものである。一方、IPP 契約では、民営化水準は 76.85%にとどまっている。現在、電力資産管理公社 (PSALM) は政府の政策指導に沿って、まだ民営化の済んでいない発電所の入札を進める作業を行っている。

PSALM は現在民営化を進めるべき発電能力を 191.3 万 kW を抱えており、このうち 101.4 万 kW がミンダナオにあって、その主力は Agus-Pulangui 水力発電所群である。ルソンとビサヤスにある対象プラントはすべて石油火力である。

送電部門は NPC の資産を引き継いだ TRANSCO 社が所有し、民間会社である NGCP (National Grid Corporation of Philippines : 中国の国家电网会社とフィリピンの投資家 2 社の合弁企業) が TRANSCO との契約で運営事業を請け負っている。また、配電事業者 (DU) はマニラ地区を中心に事業展開する MERALCO をはじめとして 20 社あり、さらに、小規模な電気協同組合 (EC) が約 120 組合ある。

フィリピンでは電力市場改革の一環としてスポット電力卸売市場 (WESM : Wholesale Electricity Spot Market) が 2006 年にルソン地域を対象に創設され、2010 年にはビサヤス地域にまで対象エリアが拡大された。また、DOE は WESM を運営する PEMC (Philippine Electricity Market Corporation) に対しミンダナオでの IMEM (Interim Mindanao Electricity Market) 創設の検討を命じている。2013 年 6 月には ROCA (Retail Competition and Open Access) システムがスタートし、1 MW 以上の規模の最終需要家は発電業者と相対取引により直接契約するか卸売市場で電力を購入するかを選択できるようになった。ROCA の資格は 2 年後には 750kW まで引き下げ、将来は一般家庭にまで市場参加を認める方向である。

2.3.6 電気料金と制度

フィリピンの電気料金は 2000 年以降じわじわと上昇を続け、2012 年時点では 2000 年の 2.11 倍 (ドル建て : ペソ建ては 2.01 倍) に達している。2008 年には石油価格の高騰を受けて 43% (ドル建て : ペソ建ては 38%) 上昇したが、2009 年にはほぼもとにもどった。とはいえ、この 12 年間に電気料金は毎年平均 6%強上昇してきたことになる。フィリピンの電気料金は日本とほぼ同じレベルで、アジア諸国の中ではシンガポールとならぶ最も高いグループにあり、産業用電力料金は日本を上回っている。

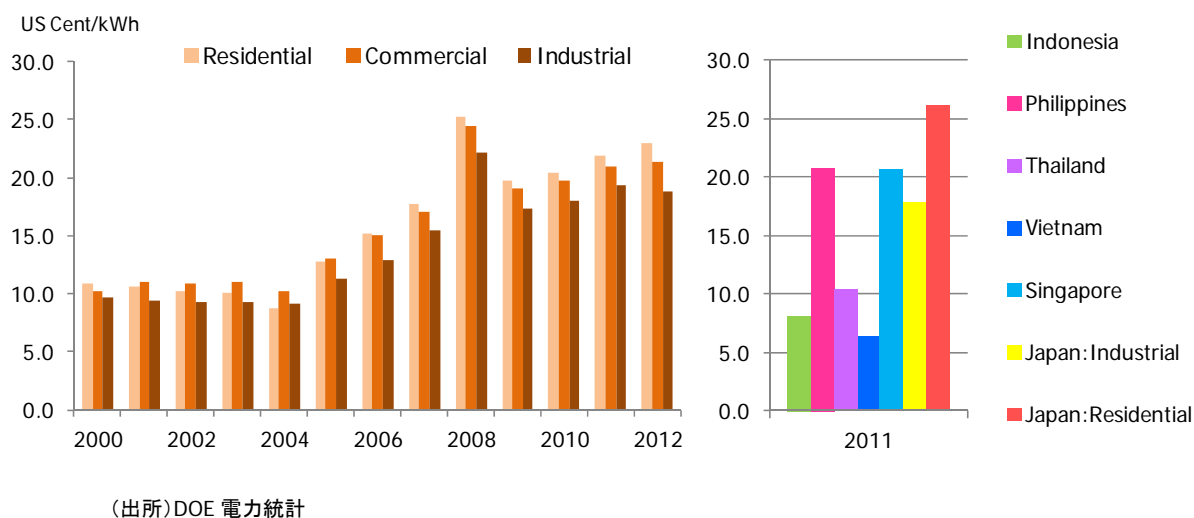


図 2.3.6 フィリピンの電気料金の推移

2.3.7 電力コスト

フィリピンには発電コストに関する公式統計がないため、フィリピンの主要発電会社の年次報告書をもとに発電コストの推定を試みることにする。

フィリピンの Aboitiz Power 社²¹の 2011 年度年次報告書によると、同年の発電電量は 9,422GWh、発電部門の支出（電力購入費を除く）は 20,655 百万ペソ、収入は 54,447 百万ペソであった。これをもとに試算すると、発電単価は 2.2 ペソ/kWh (5.1 US Cent /kWh)、売電単価は 5.8 ペソ/kWh (13.3 US Cent /kWh) になる。

フィリピン最大の炭鉱を運営している Semirara Mining Corporation の子会社で、石炭火力発電を経営している SEM-CALACA Power Corporation²² の 2012 年度年次報告書によると、2011 年の売電量は 2,025GWh (2012 年は 2,355GWh)、売電額は 9,612 百万ペソ (2012 年は 9,700 百万ペソ) であった。単純計算すると、2011 年の売電単価は 4.8 ペソ/kWh (10.5 Cent/kWh)、2012 年は 4.1 ペソ/kWh (9.7 Cent/kWh) である。2011 年の発電電量は 1,860GWh で、2011 年の発電コストは 5,559 百万ペソで、発電単価は 2.8 ペソ/kWh (6.1US Cent/kWh) と計算される。また、売電量の不足分 472GWh は外部から購入したが、購入電力の平均単価は 3.2 ペソ/kWh (7.1US Cent/kWh) であった。同社の 2012 年のキャッシュフロー表によると、燃料関係費がコスト総額の 68.0%を占め、電力購入費 2.7%、操業保守費 6.9%、人件費は 3.0%、その他（大部分は減価償却費）が 19.4%であった。

世界最大の地熱発電所を営している Energy Development Cooperation (EDC)の 2012 年度年次報告書²³によると、同社の 2011 年の電力販売量は 6,839GWh、売電収入は 245 億ペソで、単純計算

²¹ 2011 年の AboitizPower の発電設備容量合計は 2,350MW(水力発電 439MW、地熱 467MW、石炭 844MW、石油 600MW)で、フィリピンの発電設備容量全体(16,162MW、2011 年)の 14.5%を占める。発電量は 9,422GWh、フィリピンの発電電量全体の 5.0%を占める。

²² 同会社の発電設備容量は 600MW と推測される。また 300MW を新規建設中である。

²³ <http://www.energy.com.ph/>

すれば、売電単価は 3.6 ペソ/kWh (約 8.0US Cent/kWh) になる。

これら発電 3 社の平均発電コストは 6.3 US Cent/kWh、平均販売単価は 11.2 US Cent/kWh で、各社の販売価格は概ねコストの倍近くに上っている。

表 2.3.5 フィリピンの発電会社の発電コスト、卸電力価格

| Item | Unit | AboitizPowe | SEM-CALACA | EDC | Average |
|---------------|--------------|-------------|------------|--------|---------|
| Generation | GWh | 9,422 | 1,860 | - | 11282 |
| Purchases | GWh | - | 472 | | 472 |
| Sales | GWh | 9,422 | 2,025 | 6,839 | 18,286 |
| Revenues | Million Peso | 54,447 | 9,612 | 24,540 | 88,598 |
| Expenses | Million Peso | 20,655 | 5,559 | 4,660 | 30,875 |
| Cost | Peso/kWh | 2.2 | 3.0 | | 2.7 |
| Price | Peso/kWh | 5.8 | 5.2 | 3.6 | 4.8 |
| Exchange Rate | Peso/USD | 43.3 | 43.3 | 43.3 | 43.3 |
| Cost | Cent/kWh | 5.1 | 6.9 | | 6.3 |
| Price | Cent/kWh | 13.3 | 11.9 | 8.3 | 11.2 |

(出所)各社の年次報告書により作成

一方、フィリピンの最大の配電会社である Meralco²⁴の年次報告書によると、2012 年の平均発電購入単価が 5.6 ペソ/kWh (13.6 セント/kWh)、送電単価が約 1.0 ペソ/kWh、配電単価が 1.6 ペソ/kWh、その他 (ロスなど) を含めた平均電力料金は 8.6 ペソ/kWh (21.0Cent/kWh) であった。

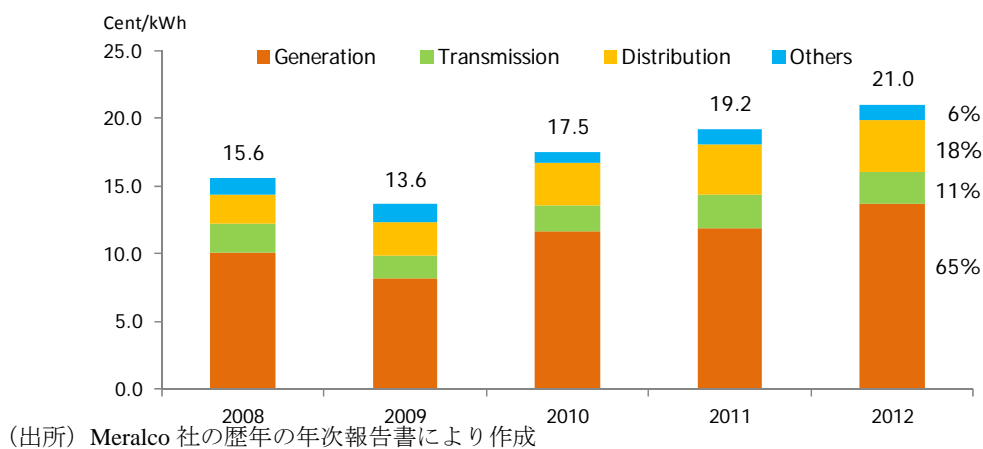


図 2.3.7 発電、送配電コスト

上記のような主力市場 (Captive market) における発電事業者、配電事業者の年次報告書による分析から、発電コストが概ね 6~7 セント/kWh 程度なのに対し、発電事業者の売電価格はその倍の 12~13 セントにも上っていることが読み取れる。フィリピンの電気料金がアジアでも最高レベルにあるのは、発電事業者の段階でかなりの超過利潤が発生していることが原因ではないかと推察される。発電事業者による将来の設備拡充のための投資を確保しつつ、いかに合理的な電気料金を実現していくかが、電力市場設計上の課題であると指摘できよう。

²⁴ <http://www.meralco.com.ph/consumer-index.html>

2.3.8 電源開発計画

フィリピンの電源開発計画（PDP 2012-2030）によると、2030年までの新規導入設備容量は11,400MWで、その7割以上をLuzonグリッドが占めている。また、Mindanaoグリッドでは現在ピーク調整能力が不足し、brownoutが頻発する状況で、既に2012年で150MW、2013年で50MWの緊急の設備増設が必要な状況にある。

表 2.3.6 フィリピンのグリッド別の電源開発計画

| Year | Luzon Grid (MW) | | | Visayas(MW) | | | Mindanao(MW) | | | National(MW) | | | |
|-------|-----------------|----------|-------|-------------|---------|-------|--------------|---------|-------|--------------|----------|---------|--------|
| | Basebad | Midrange | Total | Basebad | Peaking | Total | Basebad | Peaking | Total | Basebad | Midrange | Peaking | Total |
| 2012 | | | | | | | | 150 | 150 | | | 150 | 150 |
| 2013 | | | | | | | | 50 | 50 | | | 50 | 50 |
| 2014 | | | | | | | | | | | | | |
| 2015 | | | | | | | | | | | | | |
| 2016 | 500 | | 500 | | 50 | 50 | | | | 500 | | 50 | 550 |
| 2017 | 500 | | 500 | | | | | | 500 | | | | 500 |
| 2018 | 500 | | 500 | | 50 | 50 | 100 | | 100 | 600 | | 50 | 650 |
| 2019 | | | 0 | 100 | | 100 | 100 | | 100 | 200 | | | 200 |
| 2020 | 500 | | 500 | 100 | | 100 | | | 600 | | | | 600 |
| 2021 | 500 | | 500 | 100 | | 100 | 100 | | 100 | 700 | | | 700 |
| 2022 | 500 | | 500 | 100 | 50 | 150 | 100 | | 100 | 700 | | 50 | 750 |
| 2023 | | 300 | 300 | 100 | | 100 | | | 100 | 100 | 300 | | 400 |
| 2024 | 500 | | 500 | 100 | | 100 | 100 | | 100 | 700 | | | 700 |
| 2025 | 500 | 300 | 800 | 100 | 50 | 150 | 100 | 50 | 150 | 700 | 300 | 100 | 1,100 |
| 2026 | 500 | | 500 | 100 | 50 | 150 | 100 | 50 | 150 | 700 | | 100 | 800 |
| 2027 | | 600 | 600 | 100 | 50 | 150 | 100 | 50 | 150 | 200 | 600 | 100 | 900 |
| 2028 | 500 | 300 | 800 | 100 | 50 | 150 | 100 | 50 | 150 | 700 | 300 | 100 | 1,100 |
| 2029 | 500 | 300 | 800 | 100 | 50 | 150 | 100 | 50 | 150 | 700 | 300 | 100 | 1,100 |
| 2030 | 500 | 300 | 800 | 200 | | 200 | 100 | 50 | 150 | 800 | 300 | 50 | 1,150 |
| Total | 6,000 | 2,100 | 8,100 | 1,300 | 400 | 1,700 | 1,100 | 500 | 1,600 | 8,400 | 2,100 | 900 | 11,400 |

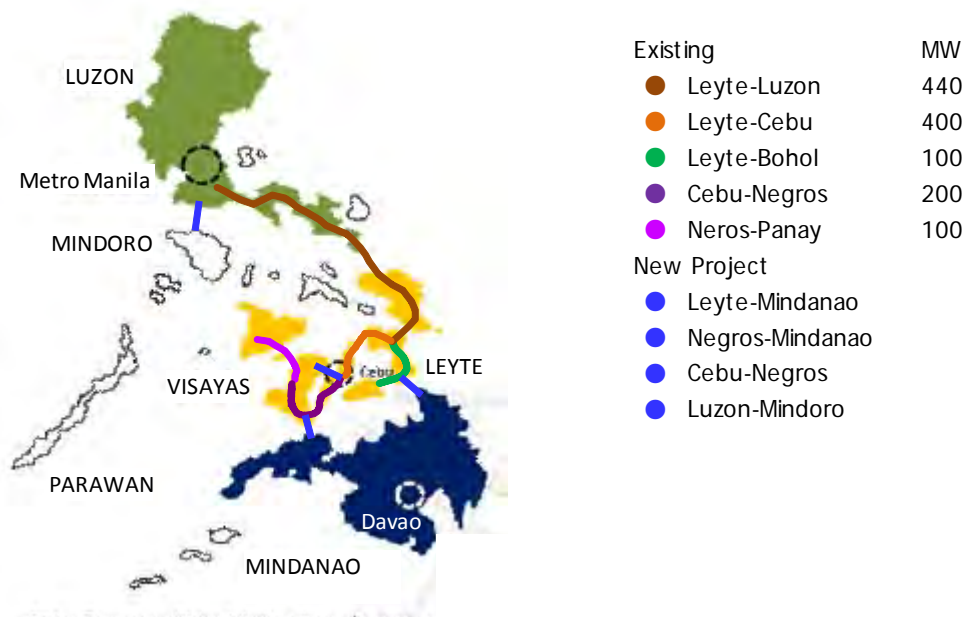
(出所)DOE「Power Development Plan 2012-2030 Outlook」

同計画では、ピーク電力需要は2012年の10.9GWから2030年には倍以上に増えて23.2GWに達すると予想されている。グリッド別のピーク需要は、Luzonグリッドが2012年の7.97GWから2030年には16.48GWに増加（年平均4.1%）、Visayasグリッドは2012年の1.57GWから2030年には3.43GW（4.4%）に、Mindanaoグリッドの需要は2012年の1.83GWから2030年には3.77GW（4.8%）に増加すると予測されている。伸び率ではミンダナオの需要の伸びがやや大きいとはいえ、全国需要の3/4がLuzonグリッドに集中するという構図は変わらない。

一方、この電源開発計画では既存設備が全てそのまま2030年まで稼働することを前提としている。しかし、石油火力の大部分は1980～1990年代に建設されたもので、効率も悪く、さらに20数年間稼働させることは無理であろう。したがって、実際の新設は今回の電源開発計画に計上されている規模を上回るものと見られる。

2.3.9 系統連系

多島国家であるフィリピンでは複数の地域グリッドを連系して広域運用を実現することがなかなかの難事業であった。これまでLuzonグリッドと中部地域のVisayasグリッドは連系されているが、電力融通能力は必ずしも大きくはない。また、ミンダナオ島はこれらのグリッドとはリンクされていない。他にも比較的大きな島では、ミンドロ島、パラワン島は独立グリッドとなっている。



Transparent Islands in the above diagram are not covered by NGCP's network.

(出所)DOE 資料

図 2.3.8 系統連系の現状と計画

現在、DOE では①レイテ島とミンダナオ島、②セブ島→ネグロス島経由でミンダナオ島、③ルソン島とミンドロ島、④セブ島とネグロス島の東側でのリンクの計画が進められている。なかでも電力不足の続くミンダナオ島との連携は喫緊の課題だが、2018年頃までに実施と計画されているものの、具体的な動きはまだ見られない。

今後主要グリッドの連繋が強化されれば、比較的需要規模の小さいビサヤスやミンダナオグリッドでも他のグリッドとの融通を前提に効率の良い大型火力の導入が可能となろう。また、レイテ島などの地熱資源も大規模設備による利用が可能となり、経済性の改善に寄与すると期待される。

なお、ASEAN Power Grid で検討されている国際系統連系については、まだ、具体的な検討の進展は見られない。

2.4 ASEAN

2.4.1 経済情勢

アジア開発銀行の統計によると、表 2.4.1 に示すように、2012 年の ASEAN10 カ国の PPP ベースの GDP 合計額は 37 兆ドル、10 カ国の総人口は 6 億 1,340 万人で、一人当たり GDP は 6,056 ドルであった。また、名目ベースの一人当たり GNI は 3,832 ドルであった。地域内の経済格差はかなり大きく、シンガポールとブルネイが先進国レベルにあるのに対し、カンボジアなどでは一人当たり GNI が 1,000 ドルを切っている。ラオス、ベトナム、フィリピンなどが比較的低位にあるのに対し、インドネシアでは 3,000 ドルを超え、タイでは 5,000 ドルを超えて、自家用車の普及段階に入りつつある。マレーシアの一人当たり GNI は 10,000 ドルに迫り、「2020 年までに先進国の仲間入りをする」というマハティール元首相の約束が実現しつつある。

表 2.4.1 2012 年の ASEAN 諸国の経済指標

| Country | GDP (PPP for 2012) | | Population | | GDP per Capita USD | GNI per Capita USD | Industry Composition | | |
|------------------------|--------------------|-------|------------|-------|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------|----------|
| | billion USD | % | Million | % | | | Agriculture | Industry | Services |
| Brunei Darussalam | 22.0 | 0.6 | 0.4 | 0.1 | 55,007 | 39,249 | 0.7 | 71.1 | 28.2 |
| Cambodia | 37.0 | 1.0 | 14.8 | 2.4 | 2,505 | 880 | 35.6 | 24.3 | 40.1 |
| Indonesia | 1223.5 | 32.9 | 247.2 | 40.3 | 4,949 | 3,420 | 14.4 | 46.9 | 38.6 |
| Lao PDR | 19.1 | 0.5 | 6.5 | 1.1 | 2,925 | 1,260 | 27.6 | 33.1 | 39.3 |
| Malaysia | 501.2 | 13.5 | 29.3 | 4.8 | 17,084 | 9,800 | 10.2 | 41.2 | 48.6 |
| Myanmar | 109.8 | 3.0 | 61.0 | 9.9 | 1,801 | ... | 30.5 | 32.1 | 37.5 |
| Philippines | 426.6 | 11.5 | 95.8 | 15.6 | 4,454 | 2,470 | 11.8 | 31.1 | 57.1 |
| Singapore | 328.3 | 8.8 | 5.3 | 0.9 | 61,803 | 47,210 | 0.0 | 26.7 | 73.2 |
| Thailand | 692.3 | 18.6 | 64.4 | 10.5 | 10,757 | 5,210 | 11.4 | 38.2 | 50.3 |
| Viet Nam | 355.0 | 9.6 | 88.8 | 14.5 | 3,998 | 1,400 | 19.7 | 38.6 | 41.7 |
| ASEAN | 3714.8 | 100.0 | 613.4 | 100.0 | 6,056 | 3,832 | 12.9 | 39.5 | 47.5 |
| Ex. Brunei & Singapore | 3364.5 | 90.6 | 607.7 | 99.1 | 5,536 | 3,384 | 14.2 | 40.6 | 45.2 |
| Japan | 4490.7 | 120.9 | 127.6 | 20.8 | 35,204 | 47,870 | 1.2 | 26.1 | 72.7 |

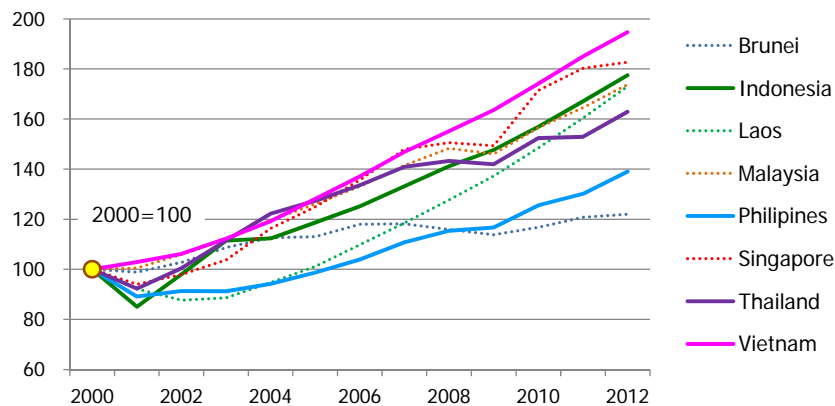
(出所) アジア開発銀行「Key Indicators 2013」 タイと日本の産業構成は 2011 年の数値。

一方、図 2.4.1 に示すように一人当たり GNI が低位にあるベトナムは 2000 年代に ASEAN 最強の経済成長（平均 5.6%）を続け、GDP の規模は 12 年間でほぼ倍になった。インドネシアもこれに続いて力強い成長（4.4%）を続けてきた。また、やや出遅れ感のあったフィリピンもここにきて活気づき、2000 年～2009 年の平均成長率 1.9% が 2010～2012 年には 6.0% に上昇している。

このように、ASEAN では先行組のシンガポールやマレーシア（35 百万人：6%）はすでに先進国並みの所得水準の域にあり、タイやインドネシア（311 百万人：51%）が自動車などの高級消費財に手の届く段階に入りつつある。さらにフィリピンやベトナム、ラオス（191 百万人：31%）の経済も離陸段階にあり、エネルギー消費を伴う耐久消費財の普及が進むだろう。それに伴い、供給側の工場やショッピングセンターなどでのエネルギー消費も増加することになる。政治経済の開放が進みつつあるミャンマーも 2000～2012 年の経済成長率は 13.6% に達しており、早晚先行するグループの仲間入りをするようになる。

産業構成を付加価値額で見ると、サービス業が約半分を占め、工業が約 4 割を占めている。農

業の比率はベトナムやインドネシアでも 20%を切り、マレーシア、タイ、フィリピンでは 10%程度である。人口の多いインドネシア、フィリピン、ベトナム、タイ（合計 496 百万人）では工業化、都市化の波が経済を押し上げており、今後も経済成長の主力ドライバーとなると目される。



(出所) アジア開発銀行「Key Indicators 2012、2013」により作成

図 2.4.1 ASEAN 諸国の GDP の成長率 (2000 年=100)

将来の ASEAN 地域の経済発展について、IEA は 2011~2035 年の GDP 年平均経済成長率を 4.6% と予測している²⁵。一方、日本エネルギー経済研究所 (IEEJ) は前出の予測で 2011~2040 年の GDP 年平均成長率は 4.6% と想定している。全世界の経済成長率は IEA の予測 (2011~2035 年) では 3.6%、日本エネルギー経済研究所の予測 (2011~2040 年) では 2.9% と想定されており、ASEAN 諸国がインド (IEA 予測では 6.3%) や中国 (同 5.7%) と並んで今後の世界経済の成長エンジンとなるとされている。

表 2.4.2 ASEAN 及び主要国の GDP 年成長率予測

| | IEA | | | IEEJ | | | |
|---------------|-----------|-----------|-----------|-------|-------|-------|-------|
| | 2011-2020 | 2020-2035 | 2011-2035 | 20/11 | 30/20 | 40/30 | 40/11 |
| Indonesia | 6.2% | 4.2% | 4.9% | 6.2% | 5.0% | 4.2% | 5.1% |
| Malaysia | 5.0% | 3.4% | 4.0% | 5.1% | 4.5% | 3.3% | 4.3% |
| Myanmar | - | - | - | 6.4% | 5.7% | 4.3% | 5.4% |
| Philippine | 5.6% | 4.1% | 4.6% | 5.4% | 4.7% | 4.1% | 4.7% |
| Singapore | - | - | - | 4.0% | 3.0% | 1.5% | 2.8% |
| Thailand | 4.9% | 3.8% | 4.2% | 4.8% | 3.7% | 3.0% | 3.8% |
| Vietnam | - | - | - | 5.7% | 6.4% | 4.8% | 5.6% |
| Rest of ASEAN | 4.9% | 4.4% | 4.6% | - | - | - | - |
| ASEAN | 5.5% | 4.1% | 4.6% | 5.5% | 4.6% | 3.7% | 4.6% |

(出所) IEA、エネルギー経済研究所

²⁵ IEA「Southeast Asia Energy Outlook」2013 年 9 月

2.4.2 エネルギー資源とエネルギー需給

ASEAN 諸国はかつて石油や天然ガスの輸出国であったが、世界の主要資源国と比べれば、その資源量は僅かである。需要地に近いため、限られた資源も比較的速い速度で生産されてきた。ベトナムの天然ガスやタイの石炭（褐炭）などの R/P は比較的高いが、これは現在利用が限られているため、商業生産が行われれば、割と早く減耗してしまいそうだ。地質的にも他の資源地域のような大規模な潜在埋蔵量は見込まれないので、ASEAN 諸国の輸入エネルギー依存は次第に高まるものと思われる。

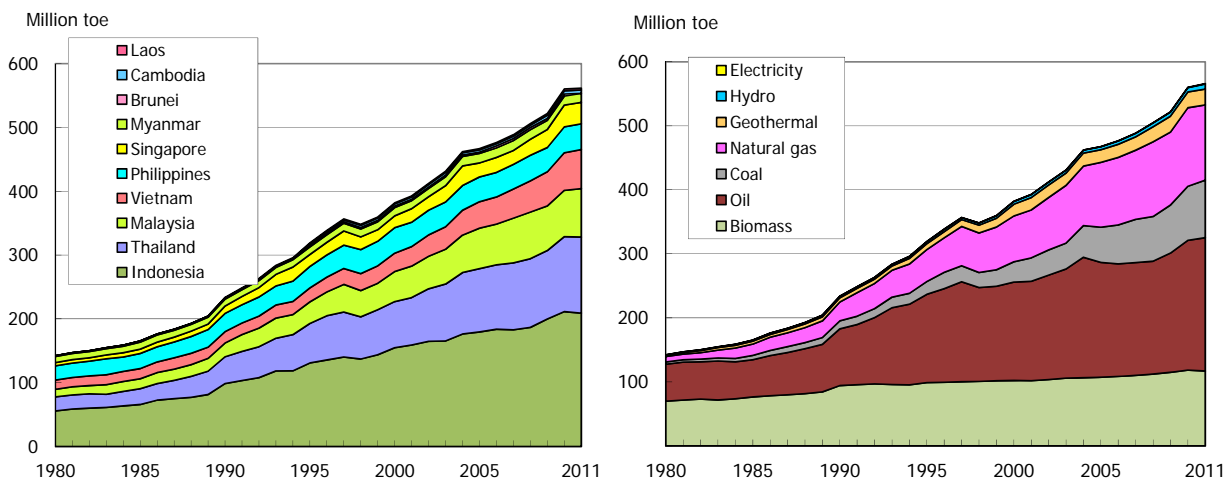
表 2.4.3 ASEAN 主要国のエネルギー資源(2012 年末確認埋蔵量)

| | Oil | | | Gas | | | Coal | | |
|------------|-----------------|--------------|------|-----------------|--------------|------|-----------------|--------------|-----|
| | Proved Reserves | Global Share | R/P | Proved Reserves | Global Share | R/P | Proved Reserves | Global Share | R/P |
| | Million Bbls | | Yrs | Tcf | | Yrs | Million tons | | Yrs |
| Brunei | 1,100 | 0.1% | 19.0 | 10.2 | 0.2% | 22.9 | - | - | - |
| Indonesia | 3,741 | 0.2% | 11.1 | 103.3 | 1.6% | 41.2 | 5,529 | 0.6% | 14 |
| Malaysia | 3,739 | 0.2% | 15.6 | 46.8 | 0.7% | 20.3 | - | - | - |
| Myanmar | - | - | - | 7.8 | 0.1% | 17.4 | - | - | - |
| Thailand | 442 | - | 2.7 | 10.1 | 0.2% | 6.9 | 1,239 | 0.1% | 68 |
| Vietnam | 4,400 | 0.3% | 34.5 | 21.8 | 0.3% | 65.6 | 150 | - | 4 |
| Other Asia | 1,093 | 0.1% | 10.5 | 11.8 | 0.2% | 18.6 | 3,708 | 0.4% | 88 |

(注) フィリピンの資源量はその他アジアに含まれている。

(出所)BP 統計 2013 年版

ASEAN 諸国の一次エネルギー需要は過去 30 年間に平均年 4.5% で増加し、2010 年には石油換算 5.7 億トンを超えた。2000～2011 年の平均増加率は 3.6% に下がったが、毎年の絶対量での増加量はむしろ増えている。地域別には人口の多いインドネシアが全体の 38% を占め、タイが 21%、マレーシアが 13%、ベトナムが 10.5% でこれに続いている。ベトナムのエネルギー消費は 2000 年以降年率 7% を超える増加を続けており、早晚、マレーシアのエネルギー消費量を追い抜くと見込まれている。



(出所)IEA Energy Balances of non-OECD countries 2013

図 2.4.2 ASEAN 諸国の一次エネルギー消費

エネルギー源別の消費をみると、過去には石油が輸送用燃料に限らず発電用や調理用などにも多く利用されてきた。現在でも、この流れを受けて、石油が全体の36%を占めている。しかしながら、東南アジア地域の石油資源はそれほど多くはなく、2004年にはASEAN最大の産油国インドネシアが純石油輸入国に転落した。このような事情や電力需要の伸びを背景に近年では天然ガスや石炭の消費が増加しており、それぞれ一次エネルギー供給の22%と15%を占めるようになった。この傾向は今後も続くものと見込まれる。

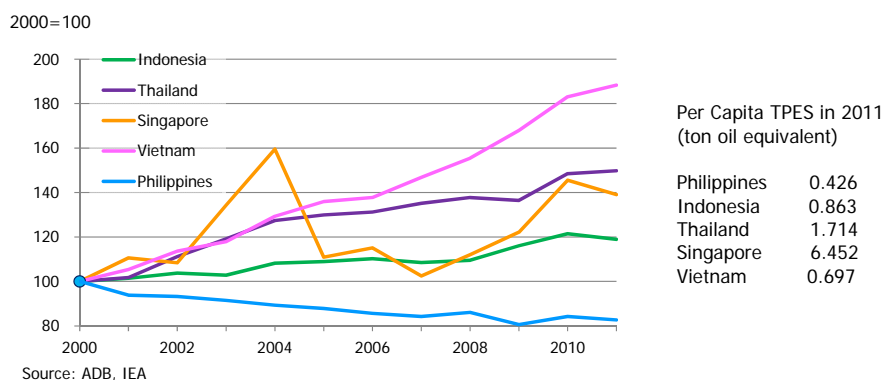


図 2.4.3 ASEAN 主要国の一人当たりエネルギー消費

堅調な経済成長、工業化、生活水準改善を反映して、ベトナムとタイでは一人あたりエネルギー消費が着実に増加したが、フィリピンでは減少を記録した。同国では一次エネルギー供給でみたエネルギー消費省量はほとんど同じ水準にとどまる一方（2011年のエネルギー消費は2000年の101%にとどまっている）で、この期間に人口は23%増加した。

表 2.4.4 ASEAN 主要国の主要経済・エネルギー指標

| Indicator | Unit | Philippines | Indonesia | Singapore | Thailand | Vietnam |
|--|-----------------|-------------|-----------|-----------|----------|---------|
| GDP (Current Price) | Billion USD | 199.6 | 708.0 | 227.4 | 341.1 | 106.4 |
| Population | Million | 92.6 | 237.6 | 5.1 | 67.3 | 86.9 |
| GDP/Capita | USD/Person | 2,155 | 2,979 | 44,789 | 5,067 | 1,224 |
| Total Primary Energy Supply (TPES) | Million TOE | 40.5 | 207.8 | 32.8 | 117.4 | 59.2 |
| Energy self-sufficiency (total energy) | % | 57.9 | 183.5 | 1.2 | 60.1 | 111.2 |
| Electricity consumption | TWh | 55.3 | 148.0 | 42.2 | 149.3 | 86.9 |
| Power generation capacity | GW | 13.3 | 32.9 | 10.6 | 31.5 | 17.5 |
| CO2 Emission (energy origin) | Million ton-CO2 | 134.6 | 410.9 | 62.9 | 248.5 | 130.5 |
| Per capita TPES | TOE/Person | 0.437 | 0.875 | 6.456 | 1.745 | 0.681 |
| Energy intensity per GDP | TOE/1,000 USD | 0.203 | 0.294 | 0.144 | 0.344 | 0.557 |
| Per capita Electricity Consumption | kWh/person | 597 | 623 | 8,307 | 2,218 | 1,000 |
| Electrification rate [2009] | % | 89.7 | 64.5 | 100 | 99.3 | 97.6 |
| Electricity Intensity per GDP | kWh/1,000 USD | 277 | 209 | 185 | 438 | 817 |
| Per capita CO2 Emissions (energy origin) | Ton-CO2/person | 1.454 | 1.729 | 12.390 | 3.692 | 1.501 |

(出所)ADB、IEA、APEC

シンガポールの一人あたりエネルギー消費（6.45 石油換算トン）は、ブルネイを除き、アジア諸国のなかで最高であった。これはエネルギー多消費産業の集中と高温多湿の気候のせいであろう。日本の 3.90 石油換算トンと比較すると 65%も高い水準である。これとは対照的に、フィリピンの一人あたりエネルギー消費は 0.44 石油換算トンで、2007 年にベトナムに追い越されて以降、アジア諸国のなかでは最低のレベルにある。同国の電力消費についても同様の傾向がみられる。

シンガポールを除く ASEAN 諸国は天然資源をある程度の量保有している。インドネシアとベトナムは未だエネルギーの純輸出国である。しかしながら、今日では増加の歩を早めているエネルギー需要を今後も十分賄えるとは云えないのが実情であろう。インドネシアは内需の増加と石油生産の停滞により 2004 年には石油の純輸入国になった。ベトナムも、今後大規模な発見がない限り、同じパターンを辿ると見込まれる。両国とも現在は石炭の輸出国だが、国内消費用に資源を温存するため石炭の輸出規制を検討し始めている。

インドネシアは、かつて、世界最大の LNG 輸出国であった。しかしながら、国内需要の増加を受けて、近年、LNG 輸出は削減されてきた。タイ、ベトナム、フィリピンでは国内で天然ガスが生産されているが、増加を続ける内需を賄うのに十分とは言えない状況である。2000 年代中頃に北米で始まったシェールガス革命のおかげで、今後 LNG の供給は世界的に潤沢になると期待されている。現時点ではアジア市場向け LNG は極めて高い価格をもたらす価格フォーミュラに縛られているが、将来この価格フォーミュラが見直され、世界平均に近い価格が実現するようになれば、LNG はエネルギー安全保障と環境維持の二つの要求を満たす好ましいオプションとなるだろう。

表 2.4.5 ASEAN 諸国のエネルギー構造(2012 年)

単位: 石油換算百万トン、%

| | Philippines | | Indonesia | | Thailand | | Singapore | | Vietnam | | Total | |
|-------------|-------------|-------|-----------|-------|----------|-------|-----------|-------|---------|-------|-------|-------|
| | Mtoe | % | Mtoe | % | Mtoe | % | Mtoe | % | Mtoe | % | Mtoe | % |
| Oil | 13.0 | 42.9 | 71.6 | 44.9 | 52.4 | 44.6 | 66.2 | 89.5 | 16.6 | 32.0 | 219.8 | 50.7 |
| Natural Gas | 3.1 | 10.2 | 32.2 | 20.2 | 46.1 | 39.2 | 7.5 | 10.1 | 8.5 | 16.3 | 97.4 | 22.5 |
| Coal | 9.4 | 31.1 | 50.4 | 31.6 | 16.0 | 13.6 | 0.0 | 0.0 | 14.9 | 28.7 | 90.7 | 20.9 |
| Nuclear | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Hydro | 2.5 | 8.1 | 2.9 | 1.8 | 2.0 | 1.7 | 0.0 | 0.0 | 11.9 | 23.0 | 19.3 | 4.4 |
| Renewables | 2.3 | 7.8 | 2.2 | 1.4 | 1.2 | 1.0 | 0.3 | 0.4 | 0.0 | 0.1 | 6.0 | 1.4 |
| Total | 30.2 | 100.0 | 159.4 | 100.0 | 117.6 | 100.0 | 74.0 | 100.0 | 52.0 | 100.0 | 433.2 | 100.0 |

出所: BP統計2013年版

ASEAN 諸国のエネルギーソースの構成をみると、石油が一番大きなシェアを占めており、天然ガスと石炭がこれに続いている。原子力の登場はまだこれからである。2011 年に発生した福島第一原子力発電所の事故で ASEAN 諸国における原子力への取組みは大幅にトーンダウンし、導入に前向きな諸国においても、この社会的・政治的に敏感なエネルギーソースの扱いには神経をとがらせるようになった。今後の動向を注意深く観察する必要があるだろう。水力はベトナムとフィリピンでかなり大きな役割を担っている。地熱は、フィリピンとインドネシアで既にかんりの役割を果たしており、この両国では今後も開発が積極的に進められる見通しである。太陽光、風力、小水力などの再生可能エネルギーは、地方電化の手段として利用されている点を除いては、まだ開発のごく初期段階にあるといえる。

2.4.3 電力需要

ASEAN 諸国の電力消費は 2011 年までの 10 年間にきわめて大きな増加を記録した。IEA 統計によると 2011 年における ASEAN 地域の電力最終消費は 616TWh で、2000～2011 年の成長率は GDP の成長率を上回る 6.1%を記録し、対 GDP 弾性値は 1.2 であった。

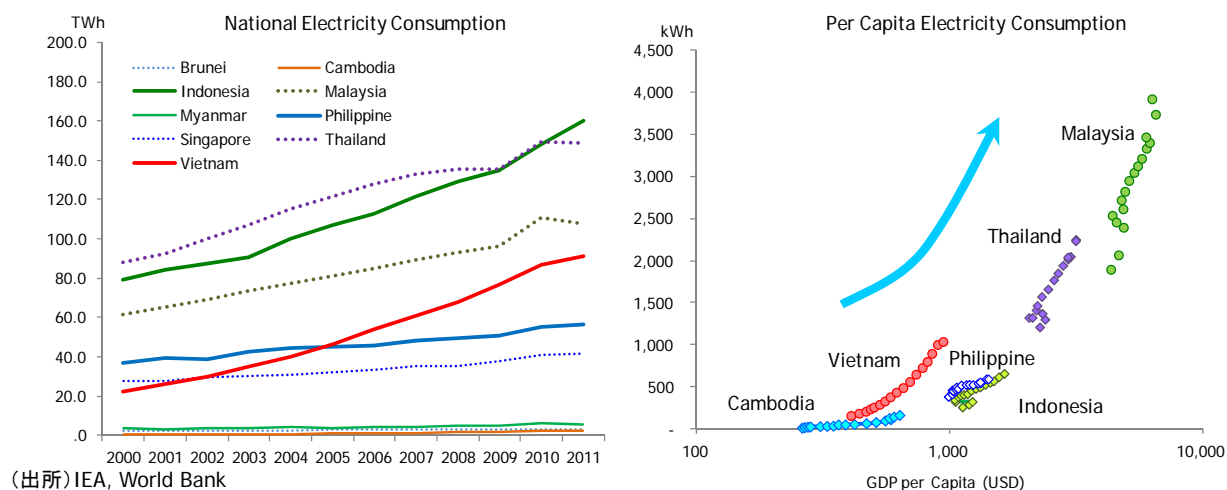


図 2.4.4 ASEAN 諸国の電力消費

フィリピン、インドネシア、タイ、シンガポール、ベトナム 5ヶ国の電力消費は同期間に 95%、年率では 6.3%増加した。既に経済的に成熟段階に達しているシンガポールの増加率は年率 3.3%にとどまったが、これを除けば、フィリピンは 4.2%で、ASEAN 諸国のなかでは最低であった。一方、ベトナムは極めて高い 13.7%を記録した。

表 2.4.6 2011 年の国別、分野別の最終電力消費

| Country | Industrial | | Commercial | | Residential | | Others | | Total | |
|------------|------------|------|------------|------|-------------|------|--------|-----|---------|-------|
| | GWh | % | GWh | % | GWh | % | GWh | % | GWh | % |
| Brunei | 226 | 7.4 | 1,636 | 53.4 | 1,202 | 39.2 | - | - | 3,064 | 0.5 |
| Cambodia | 430 | 18.1 | 657 | 27.7 | 1,197 | 50.5 | 86 | 3.6 | 2,370 | 0.4 |
| Indonesia | 55,375 | 34.6 | 38,608 | 24.2 | 65,884 | 41.2 | - | - | 159,867 | 26.0 |
| Malaysia | 47,218 | 43.9 | 36,821 | 34.3 | 22,911 | 21.3 | 511 | 0.5 | 107,461 | 17.4 |
| Myanmar | 2,010 | 35.2 | 1,142 | 20.0 | 2,564 | 44.9 | - | - | 5,716 | 0.9 |
| Philippine | 19,334 | 34.5 | 16,624 | 29.6 | 18,694 | 33.3 | 1,447 | 2.6 | 56,099 | 9.1 |
| Singapore | 16,775 | 40.2 | 15,653 | 37.5 | 6,860 | 16.4 | 2,437 | 5.8 | 41,725 | 6.8 |
| Thailand | 63,418 | 42.6 | 51,019 | 34.3 | 32,920 | 22.1 | 1,343 | 0.9 | 148,700 | 24.1 |
| Vietnam | 48,135 | 52.9 | 8,438 | 9.3 | 33,349 | 36.7 | 1,000 | 1.1 | 90,922 | 14.8 |
| ASEAN | 252,921 | 41.1 | 170,598 | 27.7 | 185,581 | 30.1 | 6,824 | 1.1 | 615,924 | 100.0 |

(出所) IEA 統計

2011 年の ASEAN 平均の一人あたり電力消費は 1,036kWh であったが、図 2.4.3 にみられるようにマレーシアやタイは発展段階後期に入って電力需要が急速に伸びている。一方、その他の ASEAN 諸国はまだこれから電力需要急増期を迎える段階である。因みに 2010 年の日本とシンガポールの一人あたり電力消費量はそれぞれ 8,394kWh、8,307kWh であったから、多くの ASEAN

諸国で電力需要が成熟期に到達するまでにはこれからもかなりの需要増加が起こるとみなければならぬ。

2011年の部門別電力消費を見ると、ASEAN地域全体の工業部門の電力消費は253TWhで、電力消費全体の41.1%を占めている。サービス分野の消費は176TWhで27.7%、家庭部門は186TWhで30.1%であった。ASEAN諸国のなかでも先行組のシンガポール、マレーシア、タイでは家庭の電力消費比率が20%程度かそれ以下に下がっているのに対し、後発組ではまだ高い比率である。これらの諸国では、今後、経済発展に伴って工業部門や商業部門で電力消費の大幅増加が発生することになるだろう。

日本エネルギー経済研究所の超長期予測（前出）では、ASEAN諸国の電力需要は今後年率4.5%程度で増加し、総発電量は2011年の694TWhから2020年には1,071TWh、2030年には1,668TWh、2040年には2,448TWhに到達すると見込んでいる。なかでも、インドネシアやタイ、ベトナムなどこれから電化が進展するとみられる地域での電力需要の増加量がかなりの規模にのぼると予想されている。その結果、ASEAN諸国の電力需要は2020年頃には現在の日本の発電量（1,043TWh）を追い越し、2030年頃には現在の日本+韓国（1,563TWh）を追い越して、ASEANは世界のなかでも一大電力消費圏になるとみられている。

表 2.4.7 電力の最終消費の予測

| | Actual 2011 | Estimation (TWh) | | | Increment(TWh) | | | Annual Growth Rate (%) | | | |
|---------------|----------------|------------------|-------|-------|----------------|--------|--------|------------------------|-------|-------|-------|
| | | 2020 | 2030 | 2040 | 11=>20 | 20=>30 | 30=>40 | 20/11 | 30/20 | 40/30 | 40/11 |
| Indonesia | 160 | 275 | 445 | 708 | 115 | 170 | 263 | 6.2 | 4.9 | 4.8 | 5.3 |
| Malaysia | 107 | 166 | 252 | 341 | 59 | 86 | 89 | 5.0 | 4.3 | 3.1 | 4.1 |
| Myanmar | 6 | 20 | 42 | 65 | 14 | 22 | 23 | 14.3 | 7.7 | 4.5 | 8.6 |
| Philippine | 56 | 80 | 115 | 158 | 24 | 35 | 43 | 4.0 | 3.7 | 3.2 | 3.6 |
| Singapore | 42 | 51 | 63 | 73 | 9 | 12 | 10 | 2.2 | 2.1 | 1.5 | 1.9 |
| Thailand | 149 | 218 | 327 | 465 | 69 | 109 | 138 | 4.3 | 4.1 | 3.6 | 4.0 |
| Vietnam | 91 | 148 | 259 | 404 | 57 | 111 | 145 | 5.6 | 5.8 | 4.5 | 5.3 |
| Rest of ASEAN | 3 | 4 | 6 | 6 | 1 | 2 | 0 | 3.2 | 4.1 | 0.0 | 2.4 |
| ASEAN | 614 | 962 | 1,509 | 2,220 | 348 | 547 | 711 | 5.1 | 4.6 | 3.9 | 4.5 |

（出所）IEEJ「Asia/World Energy Outlook」

2.4.4 電力供給

ASEAN域内の2011年の発電量は695TWhで、2000年の370TWhの約1.9倍に増えた。この間の平均成長率は5.9%で、電力消費の成長率6.1%をやや下回った。効率の向上もあろうが、電源開発が需要の伸びにやや遅れているのかもしれない。電源別には天然ガス火力が306TWhで全体の44%を占め、石炭火力が215TWh(30.9%)、石油系火力71TWh(10.2%)、水力発電が68TWh(9.7%)、地熱が19TWh(2.8%)、その他（バイオマス、風力、太陽光など）が16TWh(2.3%)であった。天然ガスと石炭が2000年以来の発電量増加の88%を賄い、石油火力の発電量はほぼ横ばいで推移した。2005年頃までは国産天然ガスの利用が各国で進み天然ガス火力が大きく増加したが、その後は石炭火力の増加が大きくなっている。域内の供給力や燃料価格等の面で石炭火力が優位にあることを反映している一方、GHG、SOx、NOx、粉塵の排出増加など、環境負荷の高まりも気になるところである。

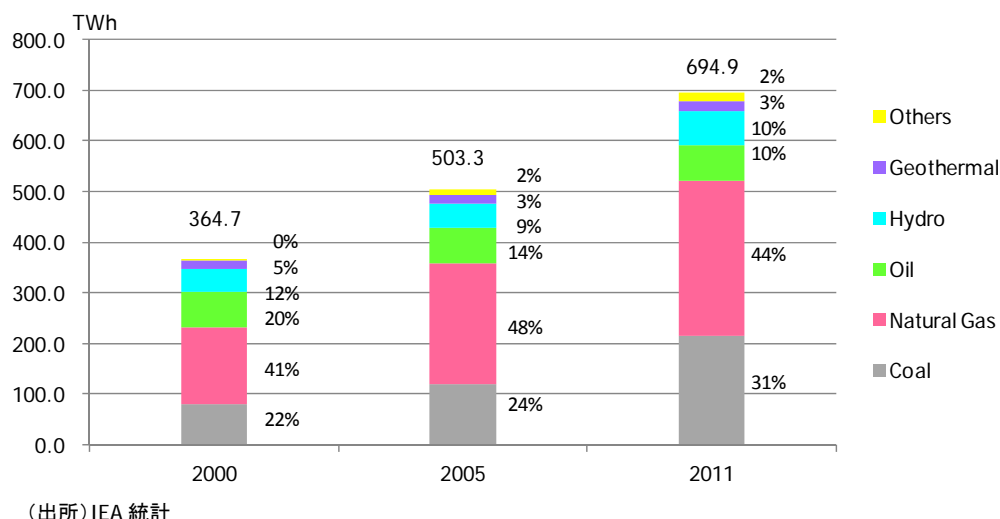


図 2.4.5 電源別発電量の構成

このように ASEAN 諸国では、化石燃料が発電用エネルギー源のなかで主要な位置を占めている。ASEAN 諸国のなかでもタイとシンガポールでは天然ガスへの依存率が極めて高い。これら両国は、エネルギー供給安全保障と高エネルギーコストという観点から、天然ガス比率の高さに懸念を抱いている。

表 2.4.8 主要 ASEAN 諸国の電源構成

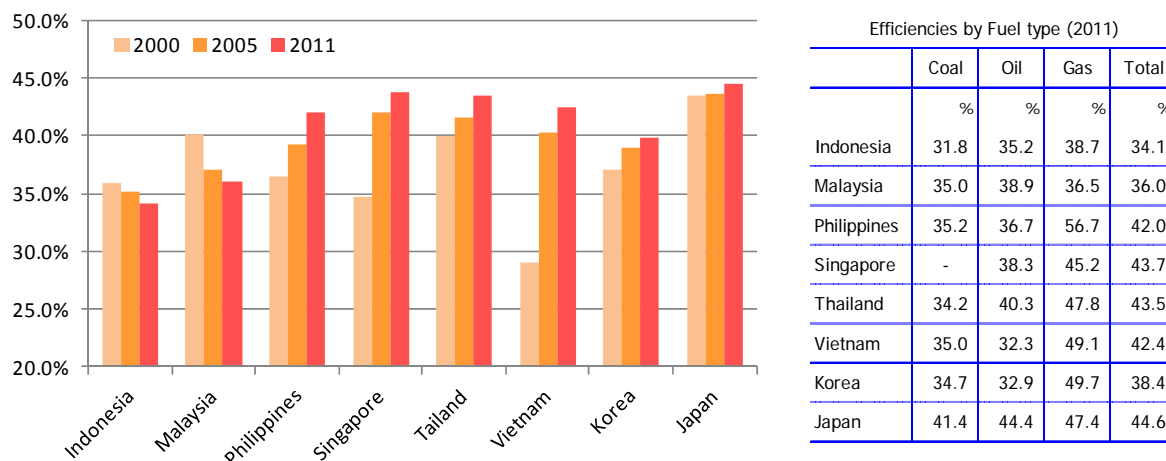
| | Philippines | | Indonesia | | Thailand | | Singapore | | Vietnam | | Total | |
|-------------|-------------|-------|-----------|-------|----------|-------|-----------|-------|---------|-------|-------|-------|
| | Mtoe | % | Mtoe | % | Mtoe | % | Mtoe | % | Mtoe | % | Mtoe | % |
| Oil | 1.48 | 7.8 | 8.49 | 15.9 | 0.26 | 0.8 | 2.22 | 24.9 | 1.16 | 7.2 | 13.6 | 10.5 |
| Natural Gas | 2.75 | 14.5 | 8.64 | 16.1 | 22.66 | 69.5 | 6.27 | 70.5 | 7.63 | 47.7 | 48.0 | 36.9 |
| Coal | 5.51 | 29.1 | 18.73 | 35.0 | 6.92 | 21.2 | 0.00 | 0.0 | 4.84 | 30.2 | 36.0 | 27.7 |
| Nuclear | 0.00 | 0.0 | 0.00 | 0.0 | 0.00 | 0.0 | 0.00 | 0.0 | 0.00 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Hydro | 0.67 | 3.5 | 1.52 | 2.8 | 0.48 | 1.5 | 0.00 | 0.0 | 2.37 | 14.8 | 5.0 | 3.9 |
| Geothermal | 8.54 | 45.0 | 16.09 | 30.1 | 0.00 | 0.0 | 0.00 | 0.0 | 0.00 | 0.0 | 24.6 | 18.9 |
| Renewables | 0.01 | 0.1 | 0.04 | 0.1 | 2.30 | 7.1 | 0.40 | 4.5 | 0.02 | 0.1 | 2.8 | 2.1 |
| Total | 18.96 | 100.0 | 53.51 | 100.0 | 32.63 | 100.0 | 8.89 | 100.0 | 16.01 | 100.0 | 130.0 | 100.0 |

(出所) IEA Energy Balance of Non-OECD Countries 2012

しかしながら、これ以外の諸国では、クリーンで世界市場でも十分な供給力が見込まれる天然ガスの役割が今後重視されるであろう。電源として大きなエネルギー投入量の記録されている地熱はフィリピンとインドネシアで高く評価されている。しかしながら、ここでは、地熱発電の熱効率を 10%とする IEA の計算フォーミュラが大きく作用して、政治的に耳触りのよい言葉である「Energy Independence」を人為的に押し上げていることに注意する必要がある。発電量におけるシェアで見ると、地熱の比率は投入量における比率の 1/3 でしかない。一方、電源としてのその他の再生可能エネルギーの開発はまだ僅かにとどまっている。

これらの諸国における火力発電の熱効率は相次ぐ最新型発電所の建設を反映して急速に向上している。シンガポールではコンバインドサイクルガスタービン発電 (CCGT) を集中的に採用し、

世界最高クラスの熱効率を実現した。その他の諸国では、旧型の石油火力を廃止し、新型のガス火力を導入することによって熱効率を目覚ましく改善してきた。ただし、マレーシアなど2000年代以降に石炭火力の導入を進めた国では、熱効率の低下がみられる。一方、ガス火力がベースロードで運転されているフィリピンやベトナムでは極めて高い熱効率を実現されている。燃料コストの安い石炭火力はガス火力に較べて熱効率の上でもGHG排出量が多いことに留意する必要があるだろう。



(出所) IEA Energy Balances of OECD/Non-OECD Countries 2013

図 2.4.6 ASEAN 諸国の火力発電の熱効率

今後、ASEAN 諸国では発電プラントの規模をさらに大きくして熱効率を改善する、供給の安定性を強化する、環境汚染物質の排出を抑制する、スマートグリッド技術を用いて省エネルギーを進めるなどの方策を追求する上で、地域グリッドの統合や連系を進めることが望ましいと考えられる。今後の電力市場設計はこのような経済的便益の実現を念頭において実施することが望ましい。

表 2.4.9 ASEAN 諸国の発電電量の予測

| | Actual 2011 | Estimation (TWh) | | | Increment(TWh) | | | Annual Growth Rate % | | | |
|---------------|----------------|------------------|-------|-------|----------------|--------|--------|----------------------|-------|-------|-------|
| | | 2020 | 2030 | 2040 | 11=>20 | 20=>30 | 30=>40 | 20/11 | 30/20 | 40/30 | 40/11 |
| Indonesia | 182 | 310 | 498 | 788 | 128 | 188 | 290 | 6.1 | 4.9 | 4.7 | 5.2 |
| Malaysia | 130 | 201 | 298 | 387 | 71 | 97 | 89 | 5.0 | 4.0 | 2.6 | 3.8 |
| Myanmar | 7 | 23 | 50 | 78 | 16 | 27 | 28 | 14.1 | 8.1 | 4.5 | 8.7 |
| Philippine | 69 | 95 | 137 | 188 | 26 | 42 | 51 | 3.6 | 3.7 | 3.2 | 3.5 |
| Singapore | 46 | 57 | 70 | 81 | 11 | 13 | 11 | 2.4 | 2.1 | 1.5 | 2.0 |
| Thailand | 156 | 217 | 324 | 476 | 61 | 107 | 152 | 3.7 | 4.1 | 3.9 | 3.9 |
| Vietnam | 99 | 163 | 285 | 444 | 64 | 122 | 159 | 5.7 | 5.7 | 4.5 | 5.3 |
| Rest of ASEAN | 5 | 5 | 6 | 6 | 0 | 1 | 0 | 0.0 | 1.8 | 0.0 | 0.6 |
| ASEAN | 694 | 1071 | 1,668 | 2,448 | 377 | 597 | 780 | 4.9 | 4.5 | 3.9 | 4.4 |

(出所) IEEJ「Asia/World Energy Outlook」

ASEAN 諸国では堅調な電力需要の増加を見越して電源開発が行われることになるが、前出の日

本エネルギー経済研究所の予測では、電源開発の太宗は天然ガスと石炭が担うものと想定している。原子力発電に対する取り組み姿勢は各国で異なるが、実現するとしても2040年の段階ではまだそれほど大規模なものにはならないだろう。地熱や水力、その他の再生可能エネルギーも積極的に導入が図られると思われるが、規模としては発電量増加分の9%程度にとどまると見込まれている。

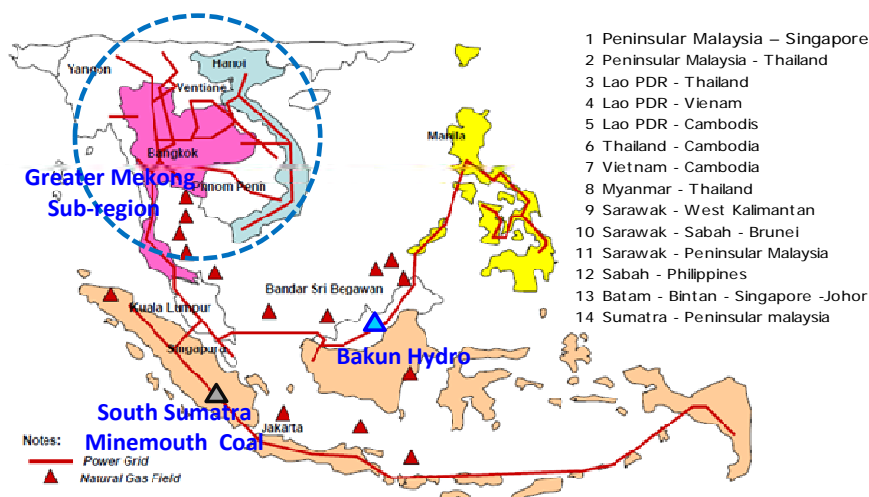
表 2.4.10 電源別の発電電量とその構成

| | Actual 2011 | Generation (TWh) | | | Compsition (%) | | | Increment (TWh) | | | |
|-------------|----------------|------------------|------|------|----------------|------|------|-----------------|--------|--------|-------|
| | | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 | 11=>20 | 20=>30 | 30=>40 | Total |
| Coal | 216 | 357 | 595 | 951 | 33 | 36 | 39 | 141 | 238 | 356 | 735 |
| Oil | 71 | 70 | 71 | 72 | 7 | 4 | 3 | -1 | 1 | 1 | 1 |
| Natural gas | 307 | 497 | 752 | 1067 | 46 | 45 | 44 | 190 | 255 | 315 | 760 |
| Nuclear | | | 45 | 104 | 0 | 3 | 4 | 0 | 45 | 59 | 104 |
| Hydro | 73 | 94 | 118 | 129 | 9 | 7 | 5 | 21 | 24 | 11 | 56 |
| Geothermal | 19 | 38 | 59 | 80 | 4 | 4 | 3 | 19 | 21 | 21 | 61 |
| Others | 8 | 16 | 29 | 46 | 1 | 2 | 2 | 8.1 | 13 | 17 | 38.1 |
| ASEAN | 694 | 1071 | 1668 | 2448 | 100 | 100 | 100 | 377 | 597 | 780 | 1754 |

(出所) IEEJ「Asia/World Energy Outlook 2013」

2.4.5 国際系統連系

ASEAN 諸国間では1986年のマニラ会議でエネルギー協力協定 (Agreement on ASEAN Energy Cooperation) が合意され、1997年のマレーシア会議で採択された「ASEAN Vision 2020」で ASEAN Power Grid による国際系統連系の推進が合意された。The Heads of ASEAN Power Utilities/Authorities (HAPUA)のもとで14の系統連系プロジェクトが検討され、このうち幾つかの地域的なリンクは既の実現している。また、メコン川流域での水力資源を利用する広域連系プロジェクトも進み始めた。しかし、ASEAN Power Grid は壮大な計画で、まだ基幹となる連系線の建設計画が進むまでには至っていない。



(出所) Puguh Sugiharto Indonesian Electrical Power Society (MKI) に ADB 資料ほかにより加筆

図 2.4.7 将来の ASEAN の系統連系計画

このほか、紅河上流の中国雲南省の水力資源を利用した電力のベトナムへの輸出が行われており、将来その規模を拡大するプロジェクトも計画されている。また、ミャンマーでの水力発電による電力を中国に輸出する計画も進められている。

大メコン圏経済協力計画²⁶のもとではラオス、カンボジア、ベトナム、タイ、ミャンマーおよび中国南部を含む広域の開発計画が進められてきたが、そのなかでメコン河等の水力資源の有効利用や各国のグリッドを連系するプロジェクトが徐々に実現しつつある。アジア開発銀行（ADB）の資料によると、メコン河流域諸国に中国を加えた東南アジア諸国の国際電力取引は2010年には34,139GWhに達した。大メコン圏開発では、ラオスやミャンマーで大型の水力発電ダムを建設するプロジェクトが検討されている。大規模開発に伴う環境問題をどのように解決していくかの課題はあるが、メコン川流域の電源開発が進むとともに ASEAN Power Grid の西側回廊が次第に形成されていくであろう。

表 2.4.11 メコン河流域における 2010 年の電力取引と純輸入 (GWh)

| | Import | Export | Total Trade | Net Import |
|----------|--------|--------|-------------|------------|
| | GWh | GWh | GWh | GWh |
| Cambodia | 1,546 | - | 1,546 | 1,546 |
| Laos | 1,265 | 6,944 | 8,210 | -5,679 |
| Myanmar | - | 1,720 | 1,720 | -1,720 |
| Thailand | 6,938 | 1,427 | 8,366 | 5,511 |
| Vietnam | 5,599 | 1,318 | 6,917 | 4,281 |
| China | 1,720 | 5,659 | 7,379 | -3,939 |
| Total | 17,069 | 17,069 | 34,139 | - |

(注) 表中の数字は大メコン経済圏のみのもので、雲南省及び広西チワン族自治区と中国の他の地域との電力交易やタイのマレーシアからの輸入は入っていない。

(出所) ADB「Greater Mekong Subregion Power Trade and Interconnection: 2 Decades of Cooperation」Sep.2012

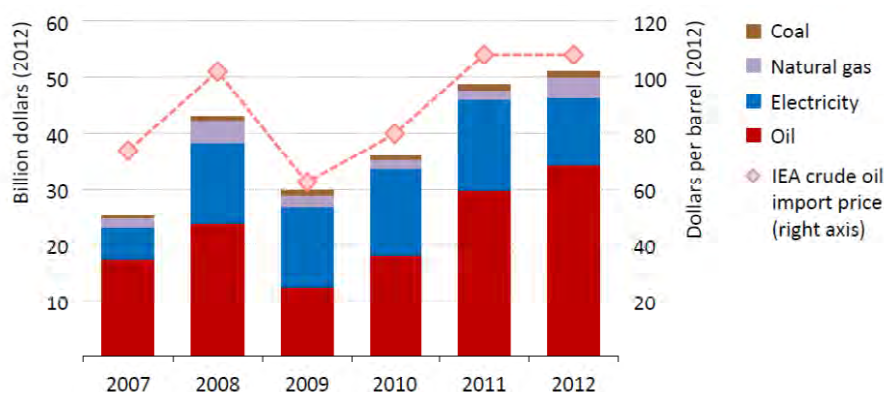
もう一方の東側回廊の中核は、インドネシアの項で説明したように、マレーシアサラワク州の Bakun 水力開発である。サラワク・グリッドからインドネシア側の西カリマンタン・グリッドへのリンクは技術的にもさほど困難ではないが、半島マレーシアやインドネシアへのリンクは長距離大容量海底ケーブルの敷設が必要な大規模プロジェクトである。しかし、Bakun 水力の大規模開発は既にかなり進展しており、今後、次第に東側回廊の整備が進むと思われる。

このほか、南スマトラの褐炭を利用した山元発電による電力をジャワ島に送る計画も現実味を増しており、これが実現すれば、スマトラ⇄マレー半島の連系計画とともに、ジャワ⇄スマトラ⇄マレー半島を結ぶ基幹幹線が形成されることになる。インドネシアからミャンマーまでを含めると、ASEAN は東西 5,000km、南北 4,000km を越える広大な地域だ。このような広大な地域を結ぶ広域連系が実現すれば、大規模発電による熱効率向上のほか、時差や気候の差、ビジネスや生活パターンの違いなどを総合的に利用した電力の有効利用につながるだろう。

²⁶ ADB 「Greater Mekong Subregion Power Trade and Interconnection – 2 Decades of Cooperation」, September 2012

2.5 ASEAN 諸国のエネルギー補助金

インドネシア、マレーシア、タイ、ベトナム、ブルネイ、ミャンマーなどのエネルギー資源に恵まれた ASEAN 諸国では、エネルギー補助金制度が伝統的に受け継がれてきた。エネルギー供給は豊富で、生産量のかなりの部分が輸出に回され、人々は地元産の安価なエネルギーを利用できるのは当然と考え、政治家は誰もが手頃な価格でエネルギーを利用できるように補助金を出してきた。エネルギー価格、特に石油価格が 2000 年代中頃に高騰し、同時に地球温暖化への関心が高まってきたこともあり、エネルギー補助金は世界的に議論的となった。IEA によると、それでもなお近年の ASEAN のエネルギー補助金は増え続けており、その様子は図 2.5.1 に示す通りである。



Source: IEA "Southeast Asia Energy Outlook," September 2013.

図 2.5.1 ASEAN における化石燃料補助金

エネルギー補助金は消費者の支払う価格を国際市場価格以下に引き下げ、化石燃料による発電では、全供給のフルコスト以下まで引き下げている。最終価格を低く維持することで、エネルギー補助金は浪費を助長し、エネルギー効率の向上に有効な高価な機器や設備への投資に水を差すものとなる。

エネルギー補助金

エネルギー補助金は、直接受益者の区分によって、生産者への補助金と消費者への補助金の2つのカテゴリーに分類される。生産者や消費者への補助金のような直接的な資金移転に加え、取引規制（割り当てや関税など）、法規制、減税、信用供与、リスクの引受け、政府によるフルコストを下回るエネルギーサービスの提供など、様々な種類の補助金がある。

上記の補助金についての詳しい定義は、IEA、OECD、世界銀行の共同報告書「The scope of fossil-fuel subsidies in 2009 and a roadmap for phasing out fossil-fuel subsidies」に示されている。

表 2.5.1 ASEAN 主要国における化石燃料補助金(2011)

| | Vietnam | Indonesia | Philippines | Malaysia | Thailand | Brunei |
|--------------------------------|---------|-----------|-------------|----------|----------|--------|
| Average subsidization rate | 15.5% | 23.2% | 4.3% | 18.4% | 20.0% | 36.5% |
| Subsidy (\$/person) | 46.7 | 90.7 | 15.3 | 253.3 | 150.0 | 1158.6 |
| Share of GDP | 3.4% | 2.5% | 0.7% | 2.6% | 3.0% | 3.0% |
| Subsidy by fuel (billion US\$) | | | | | | |
| Oil | 1.02 | 15.72 | 1.46 | 5.35 | 3.29 | 0.31 |
| Natural Gas | 0.16 | 0.00 | 0.00 | 0.89 | 0.48 | 0.00 |
| Coal | 0.02 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.85 | 0.00 |
| Electricity | 2.92 | 5.56 | 0.00 | 0.94 | 5.67 | 0.16 |
| Total | 4.12 | 21.28 | 1.46 | 7.18 | 10.29 | 0.47 |

Source: IEA online database "Fossil-fuel consumption subsidy rates as a proportion of the full cost of supply, 2011
<http://www.iea.org/subsidy/index.html> Information on other ASEAN countries were indecisive.

2012年の東南アジアの化石燃料補助金は510億ドルを記録した。そのうち石油は68%,340億ドルを占め、次いで電力が24%,120億ドルを占める。インドネシアやマレーシアといった石油純輸出国のみならず、タイのような石油純輸入国でも補助金の支出額は巨額にのぼっている。これらの諸国は補助金を社会不安の回避や国内産業の国際競争力の強化の支援のために使っていると説明している。逆に、フィリピンはエネルギー補助金に対して否定的な政治的姿勢を維持しており、アジアの中でも電力料金は最も高いランクにある。

このような情勢の下、ASEAN諸国の多くは表2.5.2に示すように化石燃料補助金を見直し始めた。以下ではVIP3ヶ国の現情をさらに詳しく見ていくことにする。

表 2.5.2 ASEANにおける化石燃料補助金と改善策

| Country | Products Subsidized | Reform Efforts |
|-----------|--|---|
| Brunei | Diesel, Gasoline, LPG, Electricity | Increased diesel and gasoline prices in 2008 for foreign-registered vehicles to limit "fuel tourism" from Malaysia, and applied a second increase for foreign vehicles in 2012 |
| Indonesia | 88-octane gasoline, Diesel, Kerosene for households and small businesses, LPG, Electricity | Increased price of gasoline by 44% and diesel by 22% in June 2013. Promoting natural gas use in transport to reduce oil subsidies. Continuing successful Kerosene-to-LPG conversion programme, which started in 2007. Electricity tariffs are set to rise by 15% in 2013 (based on quarterly increases) for all but consumers with the lowest level of consumption. |
| Malaysia | 95-octane gasoline, Diesel, LPG, Electricity | In September 2013, subsidies to gasoline and diesel were reduced in a bid to cut the budget deficit. Plans to implement in 2014 a subsidy removal programme set out in 2011 to gradually increase natural gas and electricity prices. |
| Myanmar | Electricity, Natural Gas, Kerosene | As part of power sector reforms, electricity prices were increased in January 2012. Diesel and gasoline prices were indexed to Singapore spot market prices in 2011. |
| Thailand | LPG prices controlled. Diesel and Natural Gas (for vehicles) controlled to minimize effect of volatility in international prices. Electricity for poor households. | From September 2013, increasing LPG prices every month for all but street vendors and consumers with the lowest level of electricity consumption. Increased electricity tariffs in September 2013, which will be revised every four months. |
| Vietnam | Diesel, Gasoline, Natural Gas, Electricity | Gradually moving towards market prices for oil and natural gas. Plans to introduce a roadmap for the phase-out of fossil-fuel subsidies. |

Source: IEA "Southeast Asia Energy Outlook," September 2013.

2.5.1 ベトナム

ベトナムは国庫から直接エネルギー補助金を支出してはいない。しかし、実際のところ価格制限や税政策を通じ、あるいは国有事業の赤字累積のような形で相当な額を間接的に支出している。

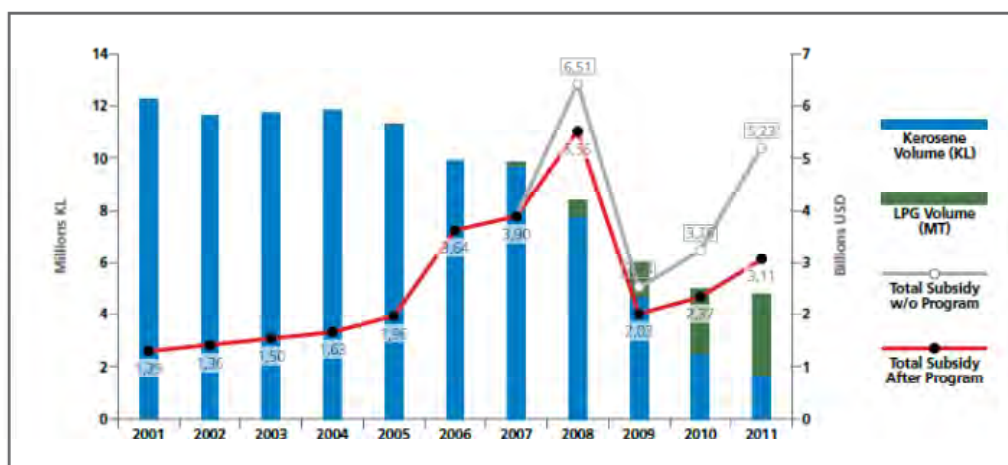
インドネシアやフィリピンとは違って、ベトナムではほとんどのエネルギー企業が国有である。政府はそこに税制優遇措置と還付金という形で相当量の補助金を出している。また世界の市場価格よりも安いエネルギー料金を設定し、国内産業に安い料金でエネルギーを供給している。例えば、発電用の石炭価格は国際市場価格よりも安く設定されており、発電企業は安い価格で発電用石炭を使用することができる。同様に、石油製品も海外市場より安価になっている。IEA は、ベトナムにおける間接的なエネルギー補助金は 2011 年には 41.2 億米ドル、国民 1 人あたり 47 米ドルに上り、その 70%は電力向けだと見積もっている。

石油製品価格はベトナムでは規制されている。小売価格は手頃なレベルに維持されており、国有小売企業の段階で損失が累積される。国有会社 **Petrolimex** の石油供給事業ユニット（石油精製品市場のシェアの 60%を占めている）は、2010 年に 21.9 億ドルの損失を計上し、2011 年も 6 月までの損失累計が 1.8 兆ドルに上っている。2012 年 2 月には、財務省が国際市場価格の高騰に応じて、ガソリンとジェット燃料の輸入税を 0%~3%に下げ、灯油と軽油では 5%から 3%へ引き下げた。このため輸入業者はさらなる損失を余儀なくされ、ガソリンスタンドでの価格は 1 リットルあたり 1300 ドル~2400 ドルも輸入価格より安く、概算すると赤字幅はガソリン等の価格について 1 リットルあたり最大 12%にも及んでいる。

供給者は財源や競争保護政策を優先的に手にしている一方、精製部門への供給者補助金は制限されている。補助金の大半は需要側に集中し、電力部門ではその大半が国有企業の損失の形で計上されており、これは最終的には政府負担となる。政府融資で損失の一部を埋めるとともに、税制優遇やエネルギーインフラ建設、研究開発への政府投資なども利用される。

2.5.2 インドネシア

インドネシアは伝統的に莫大な量の補助金を提供している。その結果、表 2.5.3 に示した通り、2012 年には化石燃料補助金が国家予算の 21.6%にのぼり、2013 年には 27.5%に跳ね上がった。特に、ガソリン、灯油といった石油製品と調理用燃料としての LPG への補助金は莫大で、現在も大幅に上昇し続けている。ここ 10 年で、インドネシアでは様々な方法で化石燃料補助金の削減に取り組んできた。インドネシアは燃料価格が高騰した 2005 年に、無条件現金支給（UCT）プログラムを創設した。2007 年には灯油-LPG 切り換え計画を実行に移し、灯油への補助金を削減することに成功した。国営石油会社プルタミナの報告によると、この計画は図 2.5.2 に示したように調理用燃料補助金を著しく削減することに成功した。しかし、灯油補助金よりも少額だが、LPG にも同様の補助金が支出されている。



Source: Pertamina "Kerosene to LP Gas Conversion Programme in Indonesia"

図 2.5.2 補助金のかけられた軽油と LPG の量およびその補助金額

表 2.5.3 インドネシアの化石燃料補助金

| | 2011 | 2012 | 2013 |
|-------------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| | trillion Rupiahs | trillion Rupiahs | trillion Rupiahs |
| Central Government Expenditure | 836.6 | 965.0 | 1154.4 |
| Fuel Subsidies | 187.6 | 208.9 | 317.2 |
| Oil Subsidy | 136.6 | 168.6 | 274.7 |
| Non-oil Subsidy | 51.0 | 40.3 | 42.5 |
| Ratio to the Government Expenditure | % | % | % |
| Fuel Subsidies | 22.4 | 21.6 | 27.5 |
| Oil Subsidy | 16.3 | 17.5 | 23.8 |
| Non-oil Subsidy | 6.1 | 4.2 | 3.7 |

Source: Statistics Indonesia "Statistical Yearbook of Indonesia 2013"

2010年、インドネシアは2014年までにエネルギー補助金を廃止する計画を発表した。国内外の価格差は、貧民層へのインパクトを最小限に留めようとする努力の下、着実に縮まってきている。2011年のインドネシアの国家予算によると、エネルギー消費補助金は政府支出の11%で、2010年は13%、2008年は19%と較べると相当な削減になる。しかし、表2.5.3に示した通り、2013年予算ではこの計画は見直しとなり、補助金比率は悪化している。

典型的な間接補助金として、エネルギー生産のDMO（国内市場向販売義務）相当分が輸出価格の25%、つまり海外市場価格の75%引きで国内市場に供給されることがエネルギー資源開発標準契約書では規定されている。国内向け石油製品価格はこの割引を享受していることになる。

同じ状況が国内炭についてもあてはまる。国内石炭消費量の80%が発電用に回され、残りの20%が鉄鋼、セメント産業に回されている。インドネシア政府はDMO政策を通してこれらの産業に石炭を割引価格で供給している。その目的は国内の石炭供給を確保することと、国庫収入の最適化である。DMO石炭政策の下では、石炭鉱業企業と同じく石炭消費産業は、翌年の生産・消費計

画所轄期間に提出する。これに基づいて政府は各企業に対し国内向石炭最低供給義務（パーセンテージ：PMPBDN）と、インドネシア石炭指標価格（ICPR：毎月の平均石炭価格）を決定する。ICPRは国内の石炭の売り手と買い手間の取引の参考価格とされる。炭鉱企業は国内石炭市場の債務を満たしたうえで、海外へ製品を輸出することができる炭鉱企業は同様に国内の石炭供給を支援する義務も負う。

2014年1月には、プルタミナが補助金対象外の12kgボンベ詰LPGを68%値上げすると発表した。このクラスの需要は伝統的に中上流家庭と産業向けである。しかし、ユドヨノ大統領はこの値上げに即座に割り込み、「国民が高すぎると考えたときには、政府は社会的、経済的インパクトを考慮しなければならない。」という声明によって、値上げの再検討を要求した。このように、インドネシアでは化石燃料補助金から完全に解放されるにはまだ長い道程が残されているように思われる。

2.5.3 フィリピン

フィリピン政府は、これまで電力部門改革（EPIRA）の実行のため時折国営電力部門に補助金を出す必要があったが、化石燃料補助金に対しては否定的な政治姿勢を維持してきた。現在では、地方電化のためのユニバーサルチャージ、低所得家庭向けのライフラインレートと呼ばれる電力部門への内部補助金のみが実施されている。ユニバーサルチャージは電力料金に上乗せする形で、あるいは自家発電分については発電量に準じて直接集められ、電力部門資産管理機構（PSALM）に支払われる。表 2.5.4 に示した通り、PSALM に集められたユニバーサルチャージの累積額は、4月30日現在で約300億ペソにも上り、そのうち2012年12月から2013年4月までの間に受け取ったのは37億ペソである。そのほとんどが電化推進活動に使われており、一部が環境税として支出されている。

表 2.5.4 ユニバーサルチャージ等の累積徴収額、金利、支給額（2013年4月現在）

(in billion PHP)

| Particulars | Remittances | Interests | Disbursements | Balances |
|----------------------------|-------------|-----------|---------------|----------|
| Missionary Electrification | 28.439 | 0.043 | 28.46 | 0.022 |
| Environmental Charge | 1.224 | 0.079 | 0.498 | 0.805 |
| Stranded Contract Cost | 0.185 | - | - | 0.185 |
| Total: | 29.848 | 0.122 | 28.958 | 1.012 |

Source: Philippine DOE

2010年に発足したアキノ政権は地方電化を前倒しし、ユニバーサルチャージ（電力料金に上乗せして、または発電会社から直接集められ、国内電化計画に使われる。）に加えて、マランパヤ・ファンドからの一定量の補助金の投入を決定した。2013年には、国内電化管理強化法の施行によって、この政策はさらに加速された。フィリピンには約33,000のシッコ（村落中心部から離れた集落）がある。フィリピンエネルギー省（DOE）と国家電化庁（NEA）は2013年末までの電化計画の目標を、本来のシッコ電化計画（SEP）にあった7000シッコから10394シッコへと上方修正した。これは全国18,077シッコすべてに電化をもたらすという計画である。2014年には7,107シッコが対象に追加され、2015年にはさらに7,257シッコが追加され、これによ

て 2015 年末には地方電化が完了する計画である。電化計画は村基準のものから個人宅基準のものへと変化している。これらの家庭は都市部の送電網に接続することが難しく、小規模グリッド、SHS（家庭用太陽光発電システム）などのあらゆる対策が取られている。

ライフラインレートは、家庭の電気代を全部は払えないような低所得の電力消費者に支払われる電力補助金である。一か月あたりの平均消費量が 21～50kWh の電力消費者には 50%の割引が行われ、平均 51～70kWh なら 35%、平均 71～100kWh ならば 20%の割引が行われる。

第3章 調査の基本的手法

3.1 アプローチの方法

本研究では、ASEAN 各国への政策提言を準備するという視点で、新たに作成したエネルギー供給モデルを用いてシミュレーション分析を行い、2050年に向けての望ましいエネルギー供給構造を確立することを目指した。まず、フィリピン、インドネシア、ベトナム各国について個別に検討を行い、その中間検討結果を2013年12月13日の東京シンポジウムで発表した。同シンポジウムでの議論は諮問委員会のコメントをモデルの改良、ケース設定や前提条件の調整などに反映させた。

ASEAN 地域全体については、マクロレベルでのエネルギー需給分析を行い、低炭素化とエネルギー効率向上の両立を目指すエネルギー構造を実現するための政策の検討を行った。このモデルを用いて、ASEAN 近隣諸国間でエネルギー融通を確立した場合の効果を分析することも可能である。例としては送電線やガスパイプラインの国際連系、大メコン圏国際電力供給システムの確立などが挙げられる。ただし、かなり複雑なデータや前提条件の整理が必要であり、時間の制約もあって、今回はこれらの政策テーマの分析は見送った。

今回選択した3か国については、主に次の事項についてケース・スタディを実施した。

- a. 低炭素化政策とエネルギー効率向上政策の間は時としてトレードオフがみられるところ、どのような政策セットが「バランスのとれたエネルギーミックス」を達成できると考えられるか。
- b. エネルギー部門の設計にあたって、根底に置く考えを政府主導型とするか市場主導型とするかで政策選択が大幅に異なるところ、どの種の政策が最も望ましいものになるか。
- c. 上記の分析に加え、近隣諸国との相互融通体制の確立や共通の政策の制定の効果も今後充分検討してゆくことが望まれる。

上記の分析についてはIEEJ、カスターリア、JICAの共同検討や、諮問委員会での議論で検討を重ねてきた。この最終結果は、2014年2月に実施されたベトナム、インドネシア、フィリピンでのワークショップで発表された。

3.2 2050年のエネルギー需要

エネルギー需要展望は本研究の始点となる基本的前提条件である。2050年までのエネルギー需要展望は、ASEAN 地域全体、特にフィリピン、インドネシア、ベトナムについて先行研究を参考に想定した。調査チームは主に以下のような点についてこれらの先行研究を評価した。

- a. 予測の前提条件（経済、技術進捗、価格など）
- b. 予測の基準年

c. 予測の結果

今回レビューした主な先行研究は次のとおり。ADB (Outlook 2013 – Asia’s Energy Challenge, Building a Sustainable Energy Future – The Greater Mekong Subregion)、IEA (World Energy Outlook 2012;、2013、Southeast Asia Energy Outlook-2013)、The World Bank (Winds of Change = East Asia’s Sustainable Energy Future)、JICA(インドネシア共和国 低炭素開発戦力支援プロジェクト詳細計画策定調査報告書)のほか、ADB (Asia 2050 Realizing the Asian Century)、World Energy Council (Deciding the future Energy Policy Scenarios to 2050)、EU (World Energy Technology Outlook 2050" (WETO H2))、各国の超長期エネルギー戦略 (The Energy market in Indonesia、Biomass Opportunities in Vietnam) や弊所作成の The 3rd ASEAN Energy Outlook(IEEJ)、APEC Energy Demand and Supply Outlook 5th Edition(IEEJ)。

上記の研究を基に、主な前提は第4章で説明するように設定した。

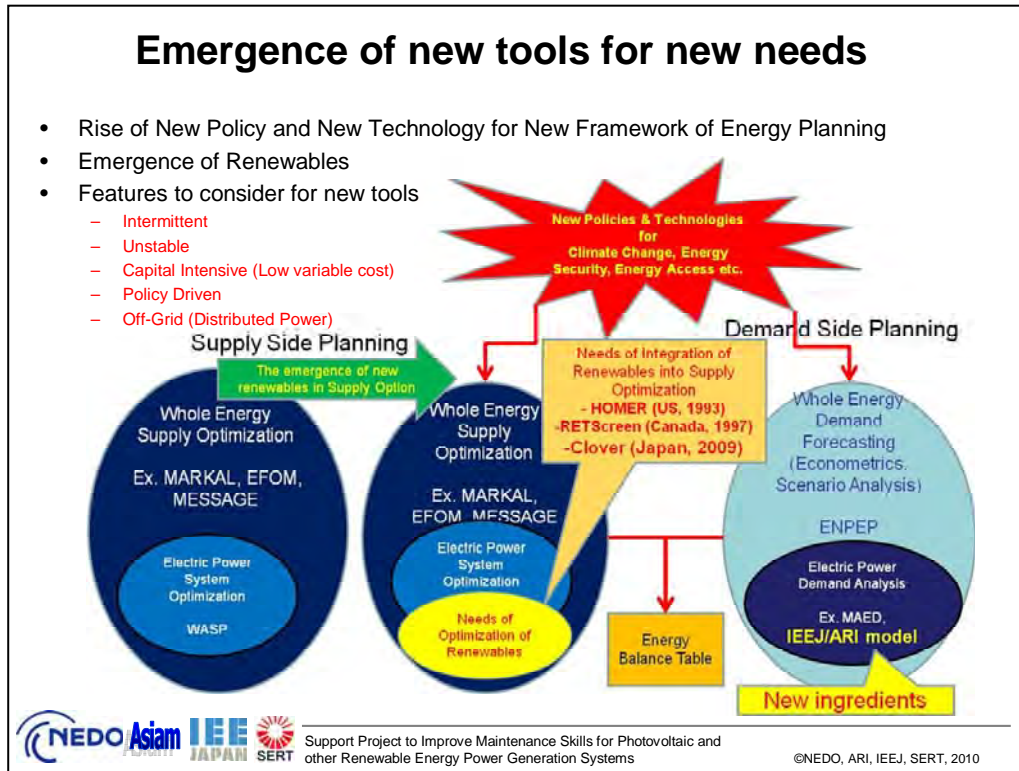
3.3 モデルのコンセプト

電力開発のエネルギー・ベストミックスモデルは、この調査で実施するシミュレーションの中核となるツールである。本モデルの基礎コンセプトは次のようなアプローチをもとに設定している。

3.3.1 既存モデル/ツールのレビュー

エネルギーは経済発展の基盤である一方、エネルギー分野における設備投資規模は巨大で、リードタイムが長く、国家発展計画と整合性のとれた形でエネルギー部門の開発を進めることが大切である。このため、多くの国で政府が国家エネルギー計画の策定に深く関与してきた。将来計画の立案では、まず需要見通しを策定し、その需要をどのようなエネルギー源によって賄うかを、エネルギー源ごとの価格や必要なインフラ投資額、社会や環境への影響度などの要素を考慮して決定するのが通例である。

その計算は複雑で、適切な分析ツールを用いたモデル構築が必要である。このような分析で一般的に使用されているのが最適計画と呼ばれる手法である。非常に変数の多い課題の分析では線形計画法が適用されることが多く、電力/エネルギー計画におけるモデル分析の基本的手法となっている。図 3.3.1 に示すように、最近では再生可能エネルギーの出現により、その有効利用を図るための最適化ツールが増える傾向にある。ASEAN をはじめとする途上国で広く使われているツールには MARKAL (Market Allocation Model)、EFOM (Energy Flow Optimization Model)、WASP (Wien Automatic System Planning) などがあり、さらに再生可能エネルギーを加えた分析に対応するために米国やカナダで開発されたツールが実験的にはあるが使用され始めている。



Note: The above figure is prepared by IEEJ for explanation of constructing optimum introduction plan of renewable energies for a project run by NEDO.

図 3.3.1 既存ツールのレビューと再生可能エネルギーへの対応

しかしながら、これらのツールは既存インフラ設備や既存技術の延長線上の姿を前提とした、せいぜい今後 10 年～20 年程度の期間を対象とした最適化計画を策定するものである。本プロジェクトでは 2050 年という超長期の評価を目指しており、既存インフラがほぼ入れ替わり、技術の進展条件が全く異なる可能性が高い将来の分析には必ずしも適さないと思われる。

3.3.2 新モデルの構築

このような状況に鑑み、本調査では最近の研究などを参考にして新しいモデルを構築した。本調査で目指すような超長期の評価は、これまで主に各種の研究機関による学術的研究として行われてきた。既存研究には東京大学や慶応大学などでの事例があるが、本事業のように限られた期間では、個別の国に適応可能な実務的なモデルを開発するのは容易でないと思われる。そこで、本提案では現実的な解決策として以下の 2 点に留意することが肝要と考えた。

- ①変数の数を極力絞るとともに、変数間の関係/論理を明確化する。
- ②変数間の関係についてのシミュレーションでは、フレキシブルな対応を可能にする。

応用できるソフトウェアとモデルの構築による方法面でのアプローチの要旨を、以下で説明する。

アプローチの手法およびソフトウェア

上記2点を分析手法の基本とする場合には、複雑だが変数の少ないモデルとなり、一般的に使用されることの多い線形計画法（Linear Programing）に代わり、「非線形計画法」と呼ばれるより高度な最適化手法を用いることが望ましい。さらに、今後、このモデルや手法が ASEAN 途上国で利用される可能性を視野にいれば、モデルおよびその利用技術を容易に移転でき、かつ共有できることが望まれる。

このような要件を念頭おき、本提案では一般にも広く利用されているエクセル・表計算ソフト上でモデル構築を行うアプローチを提案した。IEEJ と日本の調査会社であるエイジウム研究所 (ARI) は共同でモデル構築ソフト「Simple E」を用いて、このコンセプトに基づいたアプローチを展開した。弊所ではこれまでこのような観点から上記のモデル構築ソフトおよびアプローチ手法を開発し、APEC 専門家派遣による技術移転を 15 年以上にわたり実施してきた。今回のケース・スタディ対象 3 か国政府における需給計画/予測の策定においては、すでにこの研修で技術移転された手法に基づくアプローチが使用されている。

なお、上記のようなモデルを構築するには、エクセル上で非線形最適化手法を利用できることが基本要件となる。もともとエクセルに標準装備されている「Solver」の機能は限定的でこのような要求に十分対応することができないため、本プロジェクトではこの機能を強化するエンジンを搭載しているモデル構築ソフトウェア「Simple.E」を使用することとしたい。

Simple.E は Excel の Add-in ソフトとして利用可能なソフトウェアであり、両者の基本的な関係は図 3.3.2 に示すとおりである。

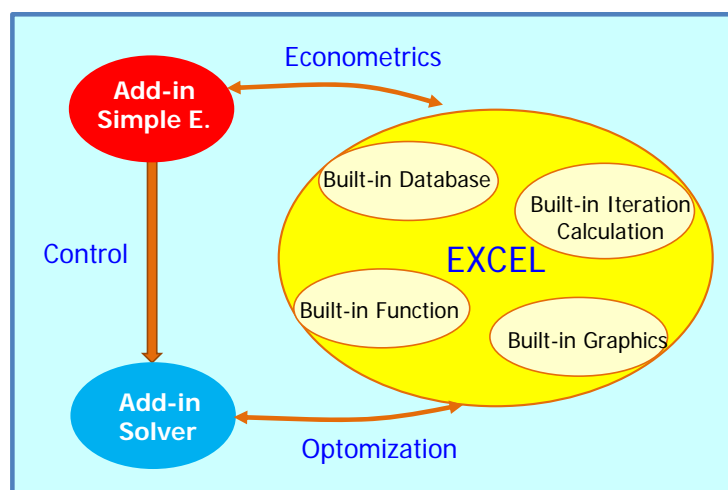


図 3.3.2 マイクロソフト・エクセルとアドイン「Simple.E」を用いたモデル構築環境

本プロジェクトでは、上記のような手法をベースにエネルギーベストミックスならびに電源構成の最適化モデルを構築した。モデルの詳細については第 4 章で説明する。本調査では、先行研究例の調査により、ASEAN 地域全体の長期的な経済成長に影響する主要素を検討してモデル構造の中に取り込んでいる。

また、ケース・スタディ対象国について、エネルギーを巡る各国の特徴（市場経済、計画経済、補助金・税制度など）と制度ならびに長期戦略を把握し、電源構成を含めて、政策のシミュレーションを行い、①あるべき供給構造を実現する上ではどのような政策の実施が必要か、あるいは好ましいか、②それらの政策は料金・環境に対してどのようなインパクトをもつのか、③地域エネルギー安全保障にとってどのようなインパクトがあるか、などの主要点を分析し、具体的に数字を示して、政策提言をまとめることを目標とする。

3.4 シミュレーション分析と提言

上記アプローチをベースに作成したエネルギーミックスモデルならびに電源構成モデルを用いてシミュレーションを実施した。

基本的に最適化問題として扱うため、補助金、輸出入量等、政策にてコントロール可能な変数を決定変数、政策目標を目的関数としてシミュレーションを行う。政策目標はコスト最小、CO₂排出削減、輸入最小等やその他のものの、単体あるいは組み合わせであると考えられる。目的関数の形や数値はシミュレーションによる分析を繰り返し行った結果として仕上げられ、カスタリアやJICAと共同検討を行った。前提条件と与えられた目的関数と得られる結果の関係は、図3.4.1を参照。

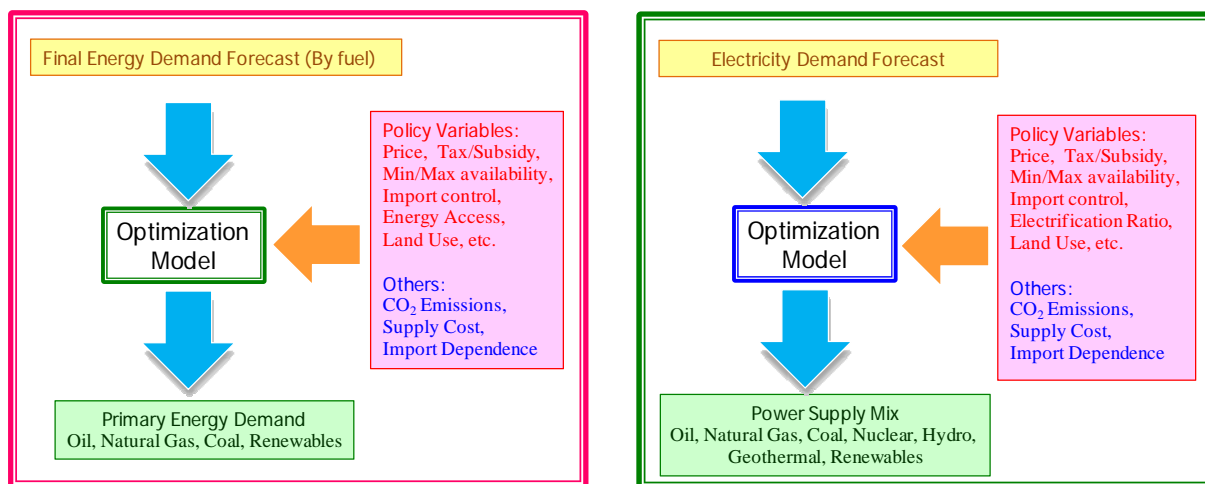


図 3.4.1 シミュレーション分析のコンセプト

本研究では、電力部門のシミュレーションを集中的に実施した。本研究において考慮、検討した対照的な政策の論点は以下のとおりである。

a. 市場経済 vs 計画経済

我々のモデルでは、市場経済と計画経済の違いについては、価格や供給量など市場で決定される変数の一部を政策で決められたかのように外生化することにより、制度の違いをモデル構造の中で表現している。さらには、各種のコスト、エネルギー効率、転換効率、CO₂排出量、技術進歩等の重要な要素をモデルに組み込むことも必要である。これらの重要な要素

を変動させることによるインパクトは当該変数に異なるパラメーターを与えることで、ケース・スタディとして評価している。

b. 低炭素 vs エネルギー効率

低炭素オプションでは、供給サイドの基本的な変数として再生可能エネルギー、燃料転換（天然ガスへのシフトや輸送用燃料のバイオ燃料転換/電気自動車）などがある一方、エネルギー効率は供給側の変数であるエネルギー変換効率（電力や自動車）だけでなく需要側、たとえばエネルギー少消費産業への転換など産業構造の変化やエネルギー消費機器の効率までも関係するため、取り扱いに注意が必要である。本提案においては、産業構造の変化は需要予測の中の変数として決定されたものとして扱い、本シミュレーション分析においては供給側、すなわちエネルギー変換効率を改善する政策変数を主たる変数として扱うことを提案したい。

なお、実際の変数に関しては国内作業や作業の進展に応じて更新できるよう柔軟性を持たせる。ただし、電力に関しては電気という種類の媒体であるのに対し、他のエネルギーに関してはたとえば液体燃料、固体燃料などは輸送部門の需要に依存するため、供給構造そのものが需要とリンクする。后者では、需要と供給が結びついているものがよく見られ、需要が供給構造の制約を受ける。この現象も考慮に入れると、需要予測モデルそのものも可能な限り用意し、これと供給最適モデルとをリンクさせることを目指す方がいいだろう。

第4章 最適電源モデルと主要前提条件

第3章で述べたコンセプトに基づいて、一定の条件のもとでの最適電源計画をシミュレートするモデルを構築した。第4.1節では、モデルの構造と操作手順を説明する。発電諸元、コストと燃料価格などの基礎的諸要素についての前提条件は第4.2節で説明するように設定した。さらに、政策オプションの評価を行うために、第4.3節で説明するように、異なる外生条件を与えた様々なシナリオを用意した。このような設定のもとにベトナム、インドネシア、フィリピン、およびASEAN全域についてシミュレーションを実施した。その結果は第5章で説明する。

4.1 モデルの構造

このモデルは、電力供給システムにおける諸元の技術的關係、電力需要の将来予測、コストや燃料価格、およびその他の外生前提条件を組み合わせて政策変数と電力計画をリンクする総合システムを構築し、最適電源計画を適切にシミュレートすること、さらに異なるシナリオの比較分析をすることで特定の政策の影響をシミュレートすることを目指している。モデルで取り上げている重要な政策変数は、供給側では、電源構成、投資コスト、燃料価格であり、需要側では、電力料金、国民所得等である。

4.1.1 モデルの構造

図4.1.1にモデルの概念図を示す。

最初に、モデルでシナリオを動かす準備として、電力供給に関する様々な外的状況を分析して定量化し、モデルに入力する。これは図のモデルボックスの外側左に示されたもので、第一に、電力料金、FIT、電力産業の経営に関する補助金や税金などの特定の政策条件、第二に、規制や優先政策事項のような制度的フレームワーク、例えば燃料の輸入/輸出規制、エネルギー/電源構成目標、燃料価格規制、地方電化の現状と将来の目標、その他の電力産業に対する規制や政策優先事項、第三に、経済とエネルギーの見通しや、対象期間における重要な指標、例えばGDPやエネルギー需要、などが挙げられる。一般家庭、産業、その他部門などで異なる電力料金体系が取られていることを反映するために、前記の諸条件に基づいて設定された電力需要見通しはさらに部門別に細分化している。これは最初の設定値であり、その後この需要見通しは最適化計画の過程で計算される電力料金の変化を反映して、さらに調整される。

このような全体状況や特定の重要事項等についての事前研究の結果を取り入れて、定量化した数値の形にし、主要条件を定義する外政変数としてモデル内に組み込んでいる。このとき、供給側で最も重要な要素は、各発電所における発電容量の最大値と最小値、資本費、熱効率、稼働年数とその他運転に関するパラメーターである。燃料価格と燃料供給制約、電力需要計画なども同様に重要な要素である。

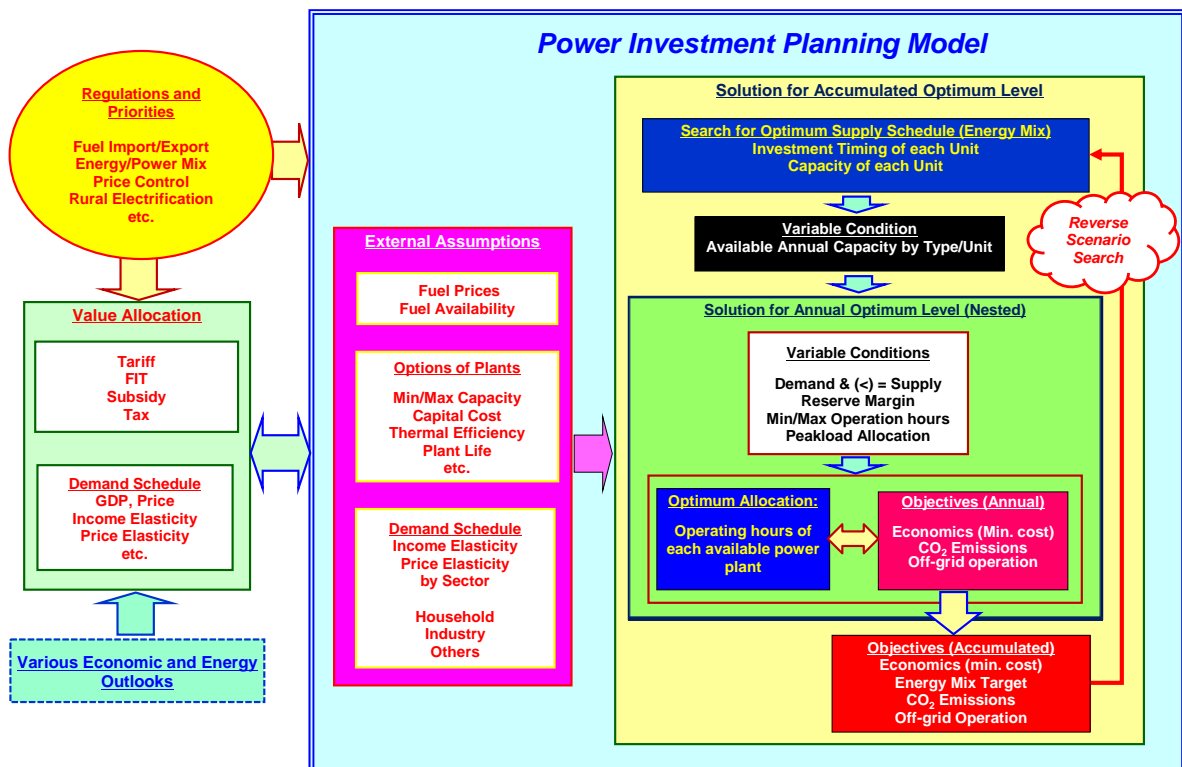


図 4.1.1 モデルの概念図

このような前提条件のもと、モデルは、各プラントの毎年の発電可能量、予備率、最小/最大稼働時間、ピークロード配分などのほか、経済性（つまり最小価格）や地球温暖化ガス排出目標などの重要な要素を勘案して、各プラントの投資時期、年間発電能力についての最適供給計画を求めるよう設計されている。このモデルでは年次計画およびその累計としての対象期間の総額について最適化の繰り返し計算を行い、最終的に対象期間全体での最適電力構成の解に到達する仕組みとなっている。

上記のように、モデルには様々な要素を組み、それらの諸要素を処理して最適解に到達するよう構築されている。異なるシナリオの効果を検討するには、シナリオごとに前提条件を変えて繰り返しモデルを流せばよい。そして、計算結果の差異を分析し、様々な政策選択の評価を行うことができる。

モデルの基本構造は以下のとおりである。

- ① 出力の範囲：エネルギーおよびプラントタイプごとの各年の電源構成を 2014 年から 2050 年まで
- ② 基本ソフトウェア：マイクロソフト Excel および Simple E
- ③ 最適電源構成の選択肢：石油、天然ガス、石炭、水力、地熱、再生可能エネルギー（例：太陽光、風力、バイオマス）、原子力を含む 21 種類の発電プラント
- ④ 各発電プラントのタイプはエネルギー源ごとに異なる発電容量、投資コスト、稼働率、ピークと間欠性への対応力等の要素で区分されている。そのリストは表 4.2 に整理したとお

りである。

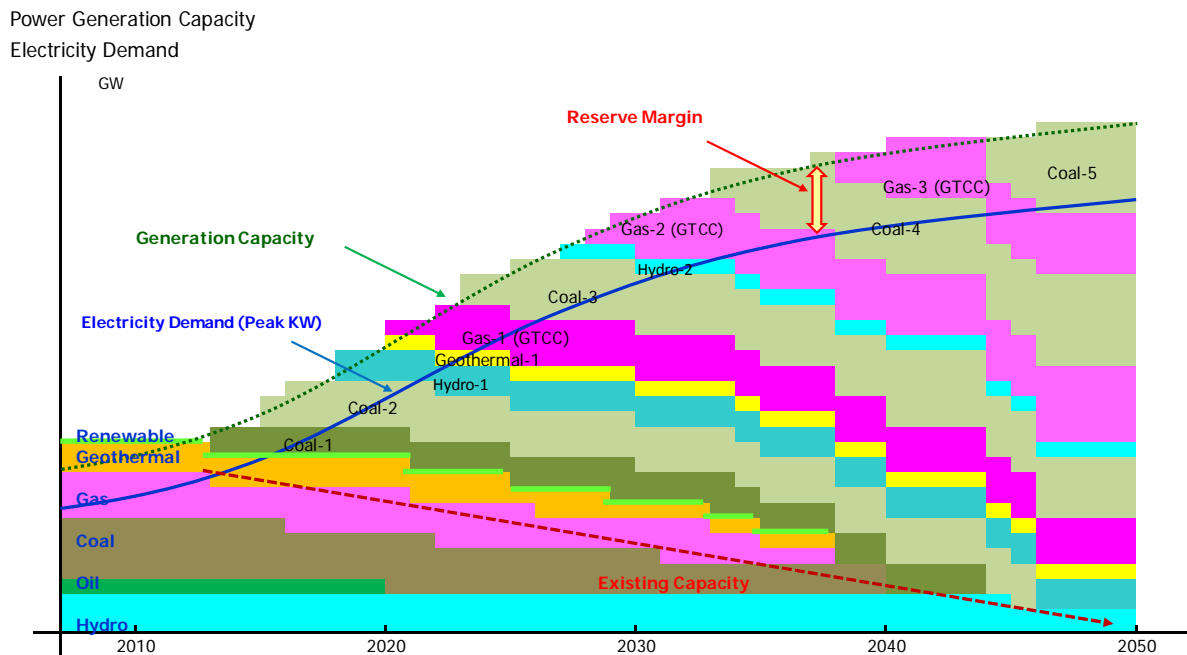


図 4.1.2 最適電源の組み合わせのイメージ

図 4.1.2 はモデルを通じた最適電源の組み合わせの選択のイメージを表したものである。ここで、このモデルは追加需要分だけを対象に最適電源計画のシミュレーション分析を行うよう設計されている。基本要素は既存電源とそのフェーズアウト、電力需要量 (GWh) とそのピーク需要 (GW)、予備率等である。このような背景と所与の諸条件のもとで需要条件を満たす最適プラントが次々と選ばれていく。選択されたプラントは電源構成の中にロックインされ、技術的寿命を全うするまで使い続けられる。このようなシミュレーションを繰り返し、対象期間全体の目的関数の累積額が最適化される。

4.1.2 シミュレーションのメカニズムと基本パラメーター

このモデルでは、最適電源構成を選択するシミュレーション分析の手順は以下のように設定されている。モデルは、最初に設定した重要なモデルパラメーターや外生条件の特徴を取り込んで作動する。

- 1) 所与の需要見通しと既存の供給能力をベースに、既存プラントは徐々にフェーズアウトするものとし、ピークロード、ベースロードの両方の必要条件を満たす形で、毎年の新規プラント必要追加基数を推定する。ここでは予備率とピークロードを同様に外生変数として計算する。標準ケースとして、モデルでは GWh ベースの需要量に対し予備率を 20%、ピークロードを 10%と設定している。これらの数字はインドネシアのものとは少々異なるので、各地域の実情を反映するようチェックすることが必要である。
- 2) ピークロード時間帯とベースロード時間帯の負荷レベルは、GWh 単位の総需要 GWh の関数として計算する。必要発電能力 (GW) は負荷率を外生変数として推定する。本モデルでは、フィリピンとベトナムでは 0.75、インドネシアでは 0.78 を適用する。

- 3)各年の必要な発電所の数は、21種類の発電所の中から、化石燃料火力による発電量を再生可能エネルギーや次の章で述べる別の方法でカバーする形の選択に基づいて推計する。
- 4)各タイプの発電所の各年の必要基数は、条件を満たすもののうち最も安い方から順番に、各設備の年間最大建設基数を上限とし、各国の物理的建設可能基数も視野に入れて選択し、決定する。これは適切な立地、技術労働力などの利用制限による、多数の巨大プラントを同時に建設することの難しさを考慮したものである。
- 5)ある年の電力需要が最も経済的なプラントの最大建設可能基数だけでは満たせない場合、次に安価なプラントを総供給量が需要に到達するまで、もしくはそのプラントタイプの最大建設可能基数までを選択する。需要が完全に満たされるまでこの選択手順を繰り返す。
- 6)新しいプラントが建設された場合、そのプラントの当該年の経済性には、所与の操業費、減価償却費のキャッシュフローをもとに、技術的寿命（プラントタイプごとに特定の年数が設定されている）を全うするまでそのプラントの使用が続くとする前提で計算した値が適用される。
- 7)資本費には設備投資費用、財務費用、投資補助金や税金等の政策変数が含まれる。ここでは資本費の推定値を、過去にインドネシアについて実施したいくつかのケース・スタディから引用している。実際の応用では、資本費は各国の特徴を織り込んで念入りに検討しなければならない。この部分は、資金調達面での優遇金利や加重平均資本コスト（WACC）のインパクトのシミュレーションなどに利用できる。
- 8)操業費は燃料費、維持・管理費（O&M）、税金や補助金（ここで採用した数値は暫定的なものだが、IEEJの事前研究の結果によると、インドネシアに適用するものとしては合理的なレベルのものと考えている）の変化などの様々な政策変数によって影響される。このモデルの年間変動費を取り入れる部分は操業費用を削減する形でFITのシミュレーションに利用できる。

図 4.1.2 に示すように、上記の計算は目標期間に到達するまでの各年について行い、対象期間全体の累積値が計算される。そして、ソルバーによるシナリオ探索法（Reverse Scenario Search）により、最適解が得られるまでシミュレーションが行われる。

需要と供給の相互作用

反復計算の過程で電力料金が調整されたときの需要と供給の相互作用を考えるために、モデルには以下の調整メカニズムが組み込まれている。

- 1)最初に、需要関数は一定の所得（ケースに応じて国全体や部門別の所得）、電力料金、その他の変数を用いて作成されている。ただし、省エネルギー要素は現在のモデルにはまだ組み込まれていない。
- 2)所得と電力料金は弾性値を通してリンクし、それぞれ変化可能である。それゆえ、シミュレーションの結果、電力料金その他の要素がシミュレーションを通して再調整されるため、元の前提条件とは異なる結果が導き出されるだろう。これは将来的に異なる需要計画になり、それゆえに電力構成も異なる結果となるだろう。
- 3)電力料金レベルや他の変数は、毎年の操業費等供給側の結果にリンクすることができる。こ

うしてシミュレーション計算により需要と供給をリンクした計算結果を引き出すことができる。現在のところ、モデル内で弾性値は線形で設定されている。

上記のように、最終結果は繰り返し計算により生じた需要と供給の相互作用を反映したものとなっている。

環境パラメーターの考慮

Considerations on Environmental Parameters

CO₂、NO_x、粒子状物質（PM）などの環境パラメーターは既存の研究のデータに基づいて計算している。従って、モデルは決められたシナリオによって生じる影響の大きさを見積もることができる。このモデルでは、同様に、環境汚染物の排出量に対し制約条件を課したケースのシミュレーションを行うことができる。これらの環境要素に関するデータや情報については、将来利用可能となる燃料や特定タイプのプラントのスペック、技術進歩の影響等を検討して常時再調整やアップデートを行うことが好ましい。

4.1.3 政策アセスメントとモデルの操作

最適電源モデルはエクセルのスプレッドシート上に展開されており、シート1の60列から140列をシミュレーションのコントロールに使用する。シート1の残りの部分は外生条件の入力とシミュレーション結果の出力に使用している。外生条件をモデルに入力することで、モデルは最適電源構成を求めて作動する。与えられた前提条件の下で、モデルは様々な要素について計算結果を作成し、これを分析して政策選択の効果を検討することができる。主要な前提条件とアウトプットは以下のとおりである。

入力シナリオの設定

モデルを動かす準備として、まず、共通の一般的な前提条件に加え、特定のシナリオを定義するための以下のような政策要因についての仮定を数値化して設定し、入力する。こうしてさまざまなシナリオを定義し、前提条件を変えて評価を行うことができる。

- ① 省エネルギー目標のような需要のコントロール
- ② 原子力と再生可能エネルギーを含めた将来の電源構成、利用可能なプラントの数とタイプ等、の制約条件
- ③ 価格規制、補助金や輸入税の有無などによる燃料価格
- ④ 発電効率の高低、操業パターン、変動型再生可能エネルギーの補完プラントの必要性などのプラントのスペック（技術特性）
- ⑤ 燃料、資本費、操業費等への課税あるいは補助金
- ⑥ （財務上の）利子率/割引率

出力としてのシミュレーションの結果

モデルを動かすことで得られるシミュレーションの主なアウトプットは以下のとおりである。

- 1) 総コスト、総収入、補助金/税金の総額、政府総支出としての社会的コスト、電力コスト単

価などの「affordability」の指標

- 2) 電源構成の電源別発電容量 (GW)、発電量 (GWh) および構成比
- 3) 低炭素経済の指標：低炭素エネルギーの比率、CO₂、NO_x、PM の排出量

政策選択の分析にあたって、このモデルを用いて二つの正反対の方向からのアプローチを行うことができる。ひとつは前提となるシナリオを設定し出力された結果を分析するものである。もうひとつは目標を設定してシミュレーションを行い、必要なシナリオとモデルの鍵となる変数を探す方法である。

A. 前提シナリオを設定しシミュレーション結果のインパクトを観察する

このタイプのアプローチでは、主に次のような要素について前提条件や制約条件をまず設定して、モデルを流す。

- 1) 省エネの可能性あるいは将来の需要のコントロール、電力料金や弾力性、部門別シェアなどの決定要素のインパクト。
- 2) 電源構成目標値、原子力や再生可能エネルギーの導入、費用総額の目標、電力料金や料金構造のコントロール、CO₂排出量の制約。
- 3) 将来の燃料価格や燃料間の価格差。
- 4) 燃料費や資本金、操業費等に対する税や補助金、財政支援、FIT、資本金補助など
- 5) 将来の電源構成を最小コストによる配分とする代わりに、メリット・オーダーを与えるかどうか。

次にモデルを流し、アウトプットについて、数値の絶対値や他のシナリオのアウトプットとの比較などの評価を行う。

B. シミュレーション結果について目標を設定し、必要なシナリオを探す。

このタイプのアプローチには以下のものがある。

- 1) 電力需要を目標値まで削減するような、電力料金あるいは将来の所得弾性値を見つけ出す。
- 2) 収入と支出をバランスさせるような電力料金、あるいは妥当なレベルの電力料金を実現するような将来の所得弾性値などを見つけ出す。
- 3) CO₂排出量の削減やその他の変数の目標値を実現するシナリオを見つけ出す。
- 4) 太陽光、風力等の再生可能エネルギーの目標発電レベルを実現するための財政支援—燃料税、投資補助金、FIT など—、あるいは石炭、石油等の削減目標を実現するための必要な措置を見つけ出す。

分析の主題や課題などを検討して、上記のようなアプローチのいずれをとるかを決定する。

4.2 シミュレーション分析のための主要前提条件

4.2.1 需要の前提条件

各国のレファレンスケースの電力需要は、第2章の表 2.4.7 に示した IEEJ の最新の研究「アジア/世界のエネルギー展望 2013」で採用した前提条件と予測を基に、2050 年までを用意した。モ

デルでは総電力需要を家庭用、産業用、その他用の3部門に分割している。各部門の電力需要は初年度の数字を所得弾性値と価格弾性値を適用して引き延ばしている。弾性値はエスカレーション・ファクター（マイナスも可）を用いて、毎年の値を変更することもできる。こうして引き延ばした部門別の将来需要を集計し、最初に用意した総需要の見通しに合わせ直して、将来の部門別電力需要としている。この手順は、部門別の電力料金が異なるため、部門別需要構造の変化が電力事業の収益構造に影響を与えることを織り込みために組み込まれている。

4.2.2 発電所の技術特性

電源構成のシミュレーションでは、このモデルでは7種類のエネルギータイプのプラントを取り上げ、各タイプについて3つのバリエーションを設定している。エネルギーのタイプは、石油、天然ガス、石炭、水力、地熱、再生可能エネルギーと原子力である。これに、プラントの発電能力、CAPEX、OPEX、熱効率等で仕分けした3つの選択肢を設けている。再生可能エネルギーについては、資源別にバイオマス、風力、太陽光を設定している。

表 4.2.1 タイプ別発電所の技術特性

| Energy and Plant Type | Capacity | Life | Max. Operating Hours | Max. Capacity Factor | Min. Operating Hours | Min. Capacity Factor | Thermal Efficiency | Priorities | |
|-------------------------|----------|-------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|-------------|------|
| | | | | | | | | Base/Middle | Peak |
| | MW | years | hrs/year | | hrs/year | | % | | |
| Oil | 10 | 20 | 7,000 | 80% | 0 | 0% | 30 | 10 | 1 |
| | 20 | 20 | 7,000 | 80% | 0 | 0% | 35 | 10 | 1 |
| | 50 | 20 | 7,000 | 80% | 0 | 0% | 36 | 10 | 2 |
| Natural Gas | | | | | | | | | |
| Open Cycle | 300 | 25 | 7,000 | 80% | 1,000 | 11% | 45 | 10 | 2 |
| Combined Cycle | 700 | 25 | 7,000 | 80% | 1,000 | 11% | 50 | 10 | 3 |
| Combined Cycle | 1,000 | 25 | 7,000 | 80% | 1,000 | 11% | 60 | 10 | 3 |
| Coal | | | | | | | | | |
| Super Critical | 500 | 35 | 7,000 | 80% | 3,000 | 34% | 35 | 10 | 10 |
| Advanced Super Critical | 1,000 | 35 | 7,000 | 80% | 3,000 | 34% | 40 | 10 | 10 |
| IGCC | 1,000 | 35 | 7,000 | 80% | 3,000 | 34% | 45 | 10 | 10 |
| Hydro | | | | | | | | | |
| Small Hydro | 10 | 30 | 4,380 | 50% | 0 | 0% | 100 | 10 | 1 |
| Small Hydro | 20 | 30 | 4,380 | 50% | 0 | 0% | 100 | 10 | 1 |
| Conventional Hydro | 100 | 30 | 4,380 | 50% | 0 | 0% | 100 | 10 | 1 |
| Geothermal | 50 | 30 | 6,132 | 70% | 3,000 | 34% | 100 | 10 | 10 |
| | 100 | 30 | 6,132 | 70% | 3,000 | 34% | 100 | 10 | 10 |
| | 200 | 30 | 6,132 | 70% | 3,000 | 34% | 100 | 10 | 10 |
| Biomass | 10 | 20 | 3,500 | 40% | 3,000 | 34% | 20 | 10 | 5 |
| Wind | 50 | 20 | 2,028 | 23% | 0 | 0% | 100 | 10 | 2 |
| Solar PV | 10 | 20 | 1,752 | 20% | 0 | 0% | 100 | 10 | 1 |
| Nuclear | 1,000 | 40 | 7,000 | 80% | 3,000 | 34% | 100 | 10 | 20 |
| | 1,500 | 40 | 7,000 | 80% | 3,000 | 34% | 100 | 10 | 20 |
| | 2,000 | 40 | 7,000 | 80% | 3,000 | 34% | 100 | 10 | 20 |

各プラントについては、表 4.2.1 および表 4.2.2 に示すように、技術、運転、経済性等の特性について前提条件を設定している。化石燃料を使用する火力発電所と原子力発電所については、定期修理に要する日数を考慮して、年間最大稼働率を80%もしくは7,000時間と設定している。水力発電については水資源の季節変動を考慮して50%を想定している。風力や太陽光などの変動型再生可能エネルギーについては、資源制約を見込んで、かなり低い20%程度を想定している。

ガス火力や石炭火力の標準状態での熱効率については、CCGT や超臨界 (SC、USC、A-USC) などの高効率技術が利用可能なので、かなり高い熱効率を設定している。既存プラントに較べると 5-15% 高く、また、現在でもさらなる技術改善が進んでいる。一方、石油火力はほとんどがディーゼル発電機でもあり、効率の低いプラントだけを想定している。現在では石油と天然ガス、石炭との価格差が大きく開いているので、大型の石油火力はもはや競争力を持たず、石油を使用するのはおもに分散型電源や地方の小規模グリッド、あるいはピークカット用の小規模の火力のみである。

表 4.2.2 プラントタイプ別の経済特性

| Energy and Plant type | Total CAPEX | Weighted Average Cost of Capital | Annual Escalation/Reduction | Total Non-Fuel OPEX | CO2 Emission Factor | NOx Emission Factor | PM Emission Factor | Max. No. of Plant Construction |
|-------------------------|-------------|----------------------------------|-----------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|--------------------------------|
| | \$/kW | | | \$/kWh | ton/toe | kg/toe | kg/toe | plants/yr |
| Oil | 500 | 0.06 | 1.00 | 0.0260 | 0.79 | 50.2416 | 0.5443 | 50 |
| | 800 | 0.06 | 1.00 | 0.0260 | 0.79 | 50.2416 | 0.5443 | 50 |
| | 900 | 0.06 | 1.00 | 0.0260 | 0.79 | 50.2416 | 0.5443 | 50 |
| Natural Gas | | | | | | | | |
| Open Cycle | 718 | 0.06 | 1.00 | 0.0075 | 0.58 | 11.7230 | 0.2093 | 5 |
| Combined Cycle | 847 | 0.06 | 1.00 | 0.0065 | 0.58 | 11.7230 | 0.2093 | 5 |
| Combined Cycle | 1164 | 0.06 | 1.00 | 0.0055 | 0.58 | 11.7230 | 0.2093 | 5 |
| Coal | | | | | | | | |
| Super Critical | 1441 | 0.06 | 1.00 | 0.0060 | 1.04 | 12.5604 | 1.6747 | 5 |
| Advanced Super Critical | 1590 | 0.06 | 1.00 | 0.0060 | 1.04 | 12.5604 | 1.6747 | 5 |
| IGCC | 1892 | 0.06 | 1.00 | 0.0060 | 1.04 | 12.5604 | 1.6747 | 1 |
| Hydro | | | | | | | | |
| Small Hydro | 2000 | 0.06 | 1.01 | 0.0041 | 0 | 0 | 0 | 0.63 |
| Small Hydro | 1600 | 0.06 | 1.01 | 0.0041 | 0 | 0 | 0 | 0.63 |
| Conventional Hydro | 1000 | 0.06 | 1.01 | 0.0041 | 0 | 0 | 0 | 0.63 |
| Geothermal | 7000 | 0.06 | 1.01 | 0.0180 | 0 | 0 | 0 | 0.2 |
| | 5000 | 0.06 | 1.01 | 0.0180 | 0 | 0 | 0 | 0.2 |
| | 2567 | 0.06 | 1.01 | 0.0180 | 0 | 0 | 0 | 0.2 |
| Biomass | 1500 | 0.06 | 1.00 | 0.0043 | 0 | 0 | 0 | 20 |
| Wind | 2200 | 0.1 | 0.99 | 0.0170 | 0 | 0 | 0 | 5 |
| Solar PV | 3500 | 0.1 | 0.99 | 0.0250 | 0 | 0 | 0 | 500 |
| Nuclear | 4500 | 0.06 | 1.00 | 0.0195 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| | 3800 | 0.06 | 1.00 | 0.0165 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| | 3200 | 0.06 | 1.00 | 0.0152 | 0 | 0 | 0 | 1 |

各プラントの経済特性は表 4.2.2 に示すように想定している。現在価値での初期投資額 (overnight CAPEX) と維持・操業費は以前日本エネルギー経済研究所がインドネシアについて実施した研究から引用している。発電プラントの資本費は地域間また分析者の間でかなり差があるため²⁷、実際の運用にあたっては世界市場でのエンジニアリング費用、機器調達コスト、現場での用地の準備や整地にかかる費用などについて詰めた分析を行うことが必要である。資本費では、各プラントに毎年のコストエスカレーションもしくはコスト低下を織り込めるようにしてある。これは技術進歩によるコスト低下や適地の減少によるコスト上昇などを織り込むためである。また、各プラントに対しては、毎年の建設可能最大基数を設定できる。これはエンジニアリング会社や技能者等の制約を考慮するためである。また、財務費用の影響を評価するため加重平均資本費用 (WACC) が織り込んである。排出係数は各シナリオについて汚染物質の排出量を計算するものである。

²⁷ IEA, ERIA World Energy Outlook 2013 Special Report "Southeast Asia Energy Outlook", September 2013. このほかにも IEA と米国の EIA はさまざまなデータを提供しているが、両者の数字にはかなり大きな開きがある。

さらにプラント選択の優先順位をセットするためメリット・オーダーを設定することができる。これらの前提条件のさらに細かい点については直接モデルを参照されたい。

4.2.3 燃料費

火力発電プラントの寿命の全期間の総コストでみると、ピーク電源を除いて、燃料費の総額は資本費と燃料費以外の操業費の総額をかなり上回るのので、燃料費をどのように想定するかはプラント選択の上での重要なファクターである。このため、燃料間の価格差はいうに及ばず、輸入税、燃料税、燃料補助金などは電源構成をかなりゆがめるファクターであると云っても過言ではない。

原子燃料を除く燃料費については、ここでは、日本エネルギー経済研究所の「アジア/世界エネルギー見通し 2013 年版」での想定を採用し、原子燃料については、IEA の「発電コスト推計 2010 年版」を採用した。モデルでは、表 4.2.3 に示すように、スタート年の価格を出発点とし、日本エネルギー経済研究所想定 of 毎年の価格変化率を与えて将来価格を設定している。アジア市場の天然ガス価格は現在かなり高い水準にあるので、いずれ北米のシェールガス革命によって供給される LNG が持ち込まれるものと考え、今後価格が低下すると想定している。

表 4.2.3 燃料価格の想定

| Fuel | Unit | Current Price | Current Price in oil equivalent | Annual Growth Rate |
|-----------------------------|------------|---------------|---------------------------------|--------------------|
| | | | US\$/toe | % |
| Crude Oil | US\$/Bbl | 115 | 782 | 0.36 |
| Fuel Oil (Crude Oil x 1.05) | | | 821 | 0.36 |
| Natural Gas | US\$/MMBtu | 16.7 | 710 | -0.53 |
| Coal | US\$/ton | 134 | 82 | 0.28 |
| Nuclear | US\$/MWh | 9.33 | 109 | 0 |

上記のように、このモデルでは全予測期間に対して一律の価格エスカレーションを適用するメカニズムが設定されているが、各年の価格想定を直接手入力することで非線形のパターンの価格シナリオをインプットすることも可能である。この価格インプットのメカニズムを使って価格を変化させる形で燃料税や補助金などの変化のインパクトを評価することができる。

価格の影響を評価するとき、色々な設定が実質価格ベースで作られていることに注意しておかねばならない。実際には、モデルにとりこんでいる色々な要素のインフレ率は異なるだろう。したがって、資本費のエスカレーション率や減少率、財務的費用 (WACC)、燃料価格などのさまざまな要素間の関係が整合性のある形で設定されているかどうか注意深く検討しておくことが大切である。

4.3 シナリオの設定

表 4.3.1 に低炭素・省エネ政策の一覧表を示す。ここにはさまざまな政策のタイプとこれに対応する前提条件、モデルにインプットする政策変数、短期及び長期のインパクトを評価すべき諸要素、目的関数、費用負担者、期待する政策効果を整理して示した。この表で費用の負担者がユー

ザーとなっているのは、該当する費用が内部補助金の形でユーザーに付け替えられることを示している。費用負担者が政府と記載されているのは、当該費用が政府予算から直接支出される場合と、国営会社に赤字の形で累積され、最終的に政府の財政補助の形で整理されるものがある。

この表では、低炭素・省エネ政策の評価を行うに当たり、シナリオ設定をするにはどのような要素が関係するのか、インパクトの評価をするにはどのような要素に着目すべきか等の関係を整理した。ベトナム、インドネシア、フィリピンで具体的にどのような低炭素・省エネ政策が検討の対象になるかについては、シミュレーション分析のために行った検討の詳細を付属資料Aにまとめたので参照されたい。

表 4.3.1 低炭素・省エネ政策のダイアグラム

| Policy Type Description | Policy Variables as Input | Impacts | | Who bears cost? | Intended Policy Effect |
|---|---|--|---|---------------------|---|
| | | Short term | Long term | | |
| 1. Renewable Portfolio Standard % of RE in total generation | 1. Schedule of RPS % by RE 2. Cost of RE 3. Quantity (kWh) of RE | 1. Total cost 2. Total supply/demand 3. Electricity tariff | | Users | Lower Carbon |
| 2. Feed-in Tariff Payment for RE | 1. FIT rates on generation by RE 2. Cost of RE 3. Quantity (kWh) of RE | 1. Total cost 2. Total supply/demand 3. Electricity tariff | | Users or Government | Lower Carbon |
| 3. Natural Gas Pipeline PPP or public investment | 1. Pipeline cost 2. Time schedule 3. Location 4. Availability of gas for power | 1. Total cost 2. Total supply/demand 3. Electricity tariff | | Users or Government | Lower cost and lower carbon |
| 4. Coal Import/Export Restriction Removing restrictions | 1. Coal price 2. Time schedule 3. Cheaper coal for power generation | 1. Total cost 2. Total supply/demand 3. Electricity tariff | 1. Energy demand and supply | Users or Government | Lower/higher cost and higher/lower carbon |
| 5. Distributed Generation (Expansion of off-grid RE) Payment for RE to DG | 1. Time schedule 2. Cost of RE 3. Quantity (kWh) 4. Electrification Ratio | 1. Total cost 2. Total supply/demand 3. Electricity tariff 4. Diesel fuel saving | 2. Energy mix and power development plan 3. Power cost | Users or Government | Lower carbon Electrification |
| 6. Building Code Energy Audits, ESCO | 1. Time schedule (Improvement of EE) 2. Increase of buildings (Future demand schedule) | 1. Total cost 2. Total supply/demand (saving) 3. Electricity tariff | 4. Power tariff | Users | Lower carbon and lower cost |
| 7. Grid Integration Ramp-up of plant size Reduction in losses Reduction in reserves margin | 1. Location 2. Time schedule | 1. Total cost 2. Total supply/demand (saving) 3. Electricity tariff 4. Load curve (load factor) | | Users | Lower carbon and lower cost |
| 8. Labelling and Standard Minimum energy performance standard (MEPS) | 1. Time schedule (Improvement of EE) 2. Quantity (kWh) | 1. Total cost 2. Total supply/demand 3. Electricity tariff | | Users | Lower carbon and lower cost |
| Shared Assumptions | | | | | |
| 1. Long term demand schedule including population, urbanization, economic growth, industrial structure, etc. 2. Costs for plant CAPEX, OPEX, fuel, RE, T&D, etc. 3. Financial cost (WACC) 4. Technology advance 5. Regional grid integration status | | | | | |
| Objective functions | | | | | |
| 1. Total accumulated net cost/benefit (including government out-cash flow and impact on national income) 2. Total reduction in GHG emissions 3. Increase of energy access/electrification ratio | | | | | |

本研究ではこの表をベースにして ASEAN 諸国の電力部門における LC&E（低炭素・省エネ）政策のコストと効果の評価する計画を設定した。まずリファレンス・シナリオ（BAU ケース）を出発点とし、下記のような課題についての政策アクションの効果の評価するシナリオを設定した。

- 省エネルギー
- GHG の削減
- 望ましい電源構成
- FIT の設定や燃料補助金削減の効果
- 燃料価格の変化

このような評価を実施するため、表 4.3.2 に示すように、主要な政策とその変化の組み合わせからなる政策マトリックスをインドネシア (I)、フィリピン (P)、ベトナム (V) について用意した。ただし、ASEAN 全体についてはこれらのなかの一部についてのみシミュレーションを行った。

表 4.3.2 シナリオ選択

| Variations \ Policies | Reference | Generation Mix Target | Feed-in Tariff (FIT) | GHG Reduction |
|------------------------------|-----------|-----------------------|----------------------|---------------|
| Business As Usual (BAU) | VIP | VIP | VIP | VI |
| Fule Export Restriction | I | | | |
| Subsidy (Fuel and/or Tariff) | VIP | VIP | VIP | VIP |
| Energy Efficiency | VP | VP | VP | V |
| Least Cost | VIP | | | |
| Special Option (Nuclear) | VI | | | |

上記のシミュレーション分析の結果は次章で説明する。

第5章 ASEAN 諸国についてのシミュレーション分析結果

本章では様々な政策の選択肢について試算したシミュレーション分析の結果を説明する。第4章で説明した前提条件と分析手法により、ベトナム、インドネシア、フィリピン、そして ASEAN 全域についてシミュレーションを実施した。まずリファレンス・シナリオを流し、続いて様々な政策シナリオについてシミュレーションを行い、その意味するところとインパクトを評価した。これらの試算のアウトプットから判断して、今回大幅な簡素化を目指して構築した我々のモデルは論理的なアウトプットを出していると考えられる。しかしながら、モデルを動かすのに用いたデータや情報はまだ暫定的なもので、エネルギー政策制定という本題の議論に入る前に、これらの内容の向上を図る必要がある。特に現地の事情に関するより正確なデータや情報の収集が不可欠である。

さらに、モデルで算出される発展経路（＝途中経過）が妥当で持続可能なものであるかどうかを検証することも必要である。この点についても今後モデルの微調整が必要である。

5.1 ベトナム

表 5.1.1 にベトナムについての各シナリオのシミュレーション結果の概要を示した。ここで検討したシナリオはリファレンス (BAU) シナリオ、最小コスト・シナリオ、発電目標シナリオ、CO₂削減シナリオ、燃料補助金シナリオ、FIT シナリオ、高効率発電シナリオである。総累積コストは、2014 年から 2050 年までの発電、送電、配電コストの合計であり、累積総収入は 2014 年から 2050 年までの電力売上高の合計を意味している。従って、総コストと総収入の差は電力会社の利益あるいは損失を示している。国営電力会社 (EVN) が利益を上げられなかった場合には、政府あるいはそれに代わる誰かがその損失を負うことになる。

ベトナムの全てのシナリオでは、計画期間の初期段階に大量の損失が発生する。電力料金は現在の非常に低いレベルから年間 3% で増加すると想定している。今回のモデルでは計画期間のほとんどで、発送配電費用は収入を下回る計算結果となった。ベトナムの場合、リファレンス・シナリオで計算された 2030 年の発電コストは 1kWh あたり 10.39 米セントとなっているが、電力料金は 9.60 セントにとどまっている。しかし、2050 年には発電コストが 1 kWh あたり 7.95 セント～10.85 セントの間になるのに対し、電力料金は 11.42kWh になる。

モデルで計算された総コストの概要を表 5.1.1 に示したが、発電コストと電力料金のアンバランスは予断を許さないと見えよう。

以下では、これらのシナリオの分析結果について説明する。

表 5.1.1 ベトナムのシナリオ分析

| | | Reference (BAU) | Least Cost | Generation Target | CO2 Reduction | Fuel Subsidy | Feed-in Tariff | High Efficiency |
|---|-----------|--------------------|------------|----------------------|------------------|-----------------|-------------------|--------------------|
| Amount till 2050 | | | | | | | | |
| Total Cost | bil. US\$ | 1,602 | 1,242 | 1,551 | 1,696 | 1,570 | 1,602 | 1,457 |
| Total Revenue | bil. US\$ | 1,640 | 1,640 | 1,640 | 1,640 | 1,640 | 1,640 | 1,640 |
| Profit | bil. US\$ | 38 | 398 | 89 | -56 | 70 | 38 | 183 |
| Profit Mark-up Ratio | % | 102 | 132 | 106 | 97 | 104 | 102 | 113 |
| Subsidies including FITs | bil. US\$ | 0 | 0 | 0 | 0 | -32 | -0 | 0 |
| Gov't Total Net Inflow | bil. US\$ | 38 | 398 | 89 | -56 | 70 | 38 | 183 |
| Tariff & Cost | | | | | | | | |
| Electricity Tariff (2030) | ¢ /kWh | 9.60 | 9.60 | 9.60 | 9.60 | 9.60 | 9.60 | 9.60 |
| Electricity Tariff (2050) | ¢ /kWh | 11.42 | 11.42 | 11.42 | 11.42 | 11.42 | 11.42 | 11.42 |
| Unit Cost (2030) | ¢ /kWh | 10.39 | 7.89 | 9.44 | 7.82 | 10.21 | 10.39 | 9.17 |
| Unit Cost (2050) | ¢ /kWh | 10.25 | 7.95 | 9.93 | 10.85 | 10.05 | 10.25 | 9.33 |
| Electricity Demand (2050) | TWh | 1,190 | 1,190 | 1,190 | 1,190 | 1,190 | 1,190 | 1,190 |
| Cumulative Additional Electricity Generation | TWh | 15,626 | 15,626 | 15,626 | 15,626 | 15,626 | 15,626 | 15,626 |
| Cumulative Additional Fossil Fuel Consumption | | | | | | | | |
| Coal | Mil.toe | 3,109 | 2,589 | 2,794 | 2,079 | 3,109 | 3,109 | 2,510 |
| Oil | Mil.toe | 0 | 0 | 160 | 15 | 0 | 0 | 0 |
| Natural Gas | Mil.toe | 714 | 0 | 0 | 1,112 | 714 | 714 | 327 |
| CO ₂ Emissions | Mil.t-c | 2,905 | 2,693 | 2,866 | 1,647 | 2,905 | 2,905 | 2,460 |
| Fossil-Fuel Intensity | kg/kWh | 0.199 | 0.166 | 0.179 | 0.133 | 0.199 | 0.199 | 0.161 |
| Generation Mix (2030) | | | | | | | | |
| Coal | % | 51.2% | 57.5% | 61.4% | 40.6% | 51.2% | 51.2% | 60.9% |
| Oil | % | 1.0% | 1.0% | 2.9% | 1.0% | 1.0% | 1.0% | 1.0% |
| Natural Gas | % | 33.6% | 10.4% | 10.4% | 23.3% | 33.6% | 33.6% | 20.1% |
| Hydro | % | 14.2% | 31.2% | 9.3% | 33.3% | 14.2% | 14.2% | 18.0% |
| Nuclear | % | 0.0% | 0.0% | 10.1% | 1.9% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Geothermal | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Biomass | % | 0.0% | 0.0% | 6.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Other NRE | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Total | % | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% |
| Generation Mix (2050) | | | | | | | | |
| Coal | % | 65.3% | 73.3% | 63.7% | 14.8% | 65.3% | 65.3% | 71.4% |
| Oil | % | 0.1% | 0.1% | 7.6% | 1.5% | 0.1% | 0.1% | 0.1% |
| Natural Gas | % | 28.5% | 1.6% | 1.6% | 71.7% | 28.5% | 28.5% | 18.4% |
| Hydro | % | 6.0% | 25.0% | 1.8% | 11.4% | 6.0% | 6.0% | 10.1% |
| Nuclear | % | 0.0% | 0.0% | 11.8% | 0.6% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Geothermal | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Biomass | % | 0.0% | 0.0% | 13.6% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Other NRE | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Total | % | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% |

5.1.1 リファレンス・シナリオ

リファレンス・シナリオでは、2050年までのベトナムの発電量は現在の日本の発電量とほぼ同じになると想定している。

- ① ガス火力発電による発電量は可能な限り現在のレベルを維持する。
- ② 水力発電の発電量は現在想定される資源ポテンシャルを上回らない。
- ③ 原子力発電所が2020年までに導入される。

2014年以降、既存発電所の発電容量は徐々にフェーズアウトし、20年間で現在の発電容量が半分になると想定している。

図 5.1.1 に上記の制約の下で計算した最小コストの発電構成を示す。2050 年には、発電量が最も大きい発電所は石炭火力 (65.3%) となり、以下ガス火力 (28.5%)、水力 (6.0%)、石油火力 (0.1%) と続いている。

2050 年までの累積総コストと累積総収入はそれぞれ 1 兆 6,020 億米ドル、1 兆 6,400 億米ドルとなり、380 億米ドルの赤字になる。2050 年までの CO₂ 排出量は 29 億 500 万炭素トンになる。

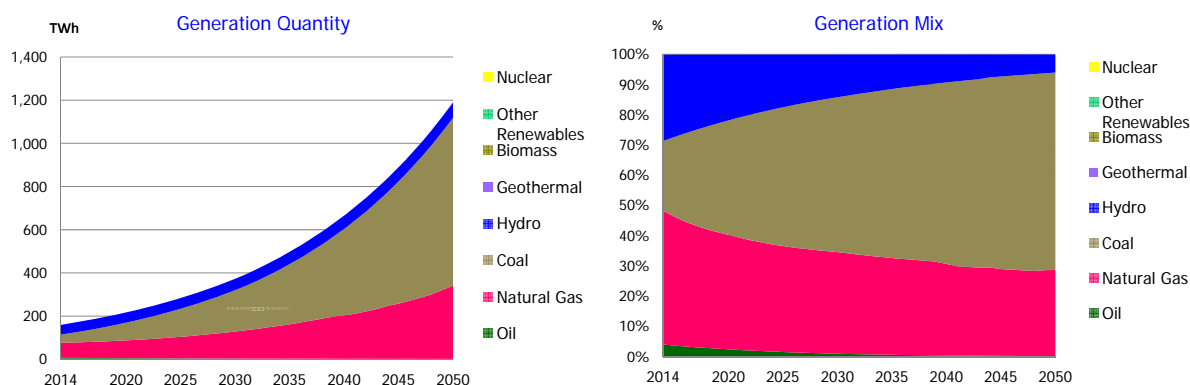


図 5.1.1 リファレンス・シナリオ:ベトナム

5.1.2 最小コスト・シナリオ

このシナリオでは、2050 年のベトナムの発電量はリファレンス・ケースと同じと想定している。その他の主な前提条件は以下のとおりである。

- ① ガス火力発電の発電量は現在のレベルと同じという条件は外している。
- ② 水力発電と地熱発電の発電量は現在想定される資源ポテンシャルを上回らない。
- ③ 原子力発電は 2020 年から稼働を開始するという条件とする。

このシナリオでも、同様に、2014 年からの 20 年で現存の発電容量の発電所が段階的に廃止され、半分になると想定している。

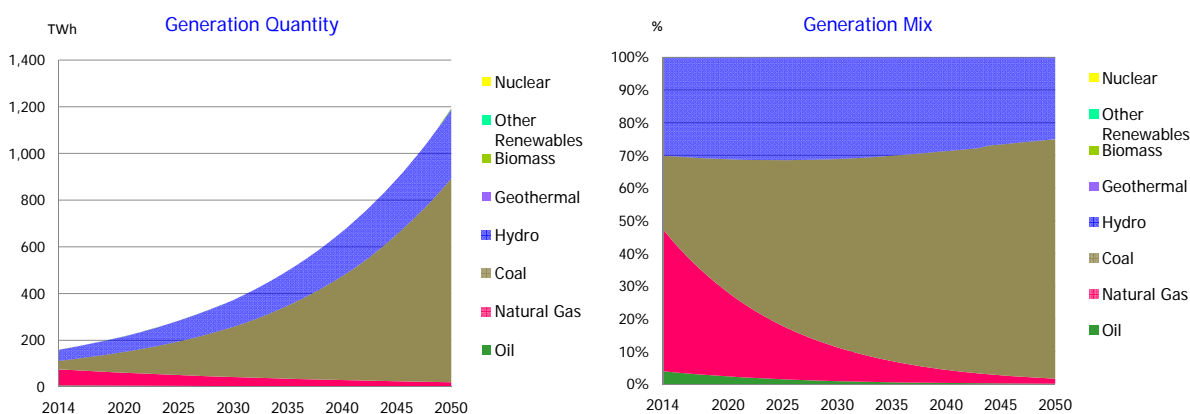


図 5.1.2 最小コスト・シナリオ:ベトナム

図 5.1.2 に上記の最小コスト・シナリオの制約条件の下で計算した最小コストでの発電構成を示す。2050 年には、発電量が最も大きい電源は石炭火力（73.3%）となり、以下水力（25.0%）、ガス火力（1.6%）、石油火力（0.1%）と続いている。

2050 年までの累積総コストと累積総収入はそれぞれ 1 兆 2,420 億米ドル、1 兆 6,400 億米ドルとなり、3,980 億米ドルの赤字になる。2050 年までの CO₂ 排出量は 26 億 9,300 万炭素トンになる。

5.1.3 発電目標シナリオ

ベトナムの「2011-2020 年期電力開発国家スタープラン-2030 年までの展望を含む」によると、同国の発電能力は 2020 年には 75,000MW になると計画されており、その内訳は水力は 23.1%、揚水貯蓄発電は 2.4%、石炭火力は 48.0%、天然ガス火力は 16.5%（LNG2.6%を含む）、再生可能エネルギーは 5.6%、原子力は 1.3%、電力輸入は 3.1%となっている。マスタープランによる電力供給スケジュールは以下のとおりである。

- ① 2020 年には発電量と輸入電力量の合計が約 3,300 億 kWh となり、その内訳は水力 19.6%、石炭 46.8%、天然ガス火力 24.0%（うち LNG4.0%）、再生可能エネルギーは 4.5%、原子力は 2.1%、輸入電力は 3.0%と見込まれている。
- ② 2030 年には、総発電能力は 146.8GW に増加し、その内訳は水力が 11.8%、揚水発電が 3.9%、石炭火力が 51.6%、天然ガス火力が 11.8%（LNG4.1%を含む）、再生可能エネルギーが 9.4%、原子力が 6.6%、輸入電力が 4.9%となっている。
- ③ 2030 年の発電量は 6,950 億 kWh となり、その内訳は水力が 9.3%、石炭火力が 56.4%、天然ガス火力が 14.4%（LNG3.9%を含む）、再生可能エネルギーが 6.0%、原子力が 10.1%、輸入電力が 3.8%となっている。

このシナリオでは、2050 年の発電量がリファレンス・ケースと同じになると想定している。2030 年の電源構成目標としての制約条件は水力 9.3%、再生可能エネルギー 6.0%、原子力を 10.1%に設定している。2014 年以降、既存の発電所は段階的に廃止され、20 年間で発電能力は半分になると想定している。その他の制約条件はリファレンス・シナリオで設定したものと同一である。

図 5.1.3 に上記の制約に基づいて計算された最小コストによる電源構成を示す。2050 年には、発電量で最も大きい割合を占めるのは石炭火力（63.7%）で、以下バイオマス（13.6%）、原子力（11.8%）、石油火力（7.6%）、水力（1.8%）、天然ガス（1.6%）と続く。石炭火力発電所は他のエネルギー資源と比べて燃料価格が安いことを反映して、電源構成の中で主要電源として位置をますます高めることになる。

2050 年までの累積総コストと累積総収入はそれぞれ 1 兆 5,510 億米ドル、1 兆 6,400 億米ドルとなり、差し引き 890 億米ドルの赤字になる。2050 年までの CO₂ 排出量はリファレンス・シナリオより大幅に増加し、28 億 6,600 万炭素トンとなる。

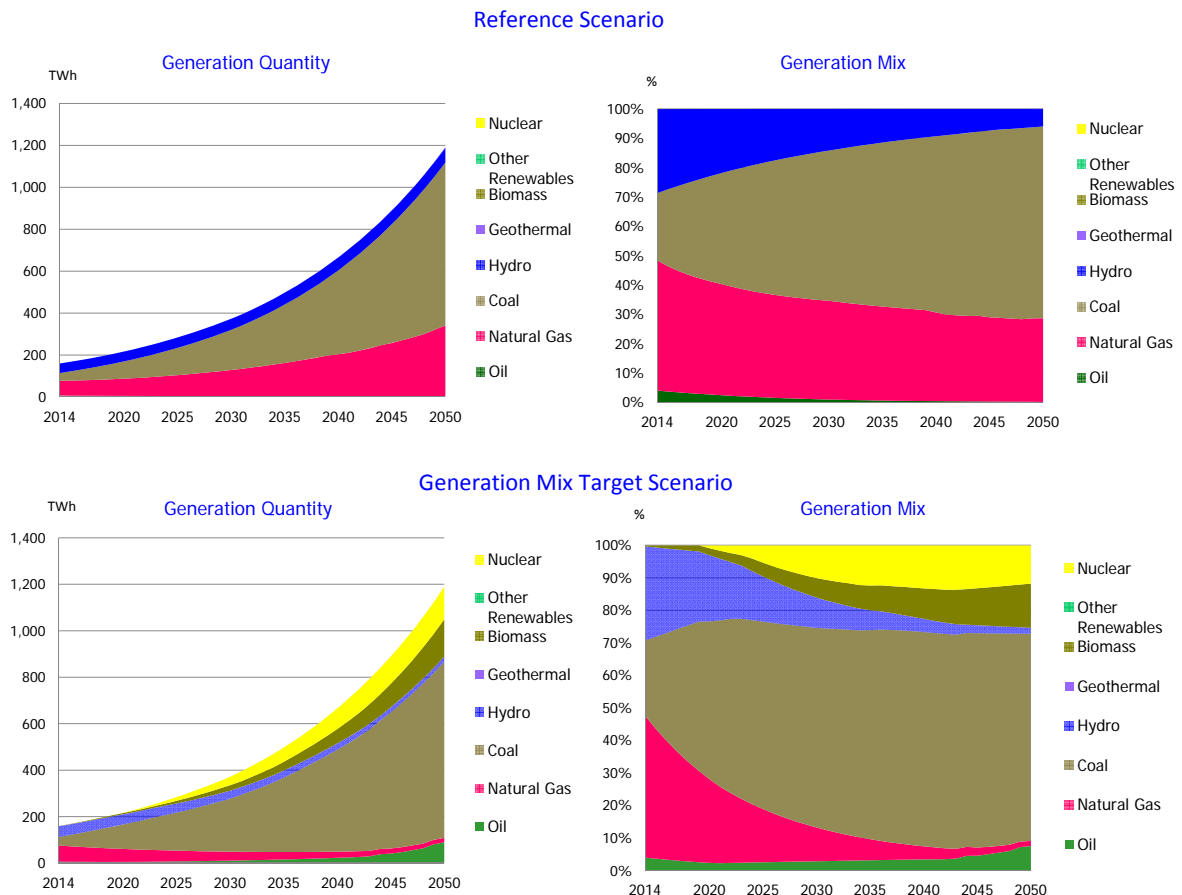


図 5.1.3 発電目標シナリオ:ベトナム

5.1.4 CO₂ 削減シナリオ

ベトナムでは温室効果ガス削減目標を掲げる政令 Decision No. 1393/QĐ-TTg が 2012 年 9 月 25 日に首相の認可を得た。ここに掲げられた国内環境発展戦略の概要は以下の通りである。

- ① 2011-2020 年の期間：温室効果ガス排出量を 2010 年レベルから 8-10%削減し、年間 GDP あたりのエネルギー消費量を 1-1.5%削減する。エネルギー活動による温室効果ガス排出量を BAU ケースと比べて 10%から 20%削減する。このコミットメントのほぼ 10%は自発的削減によるもので、残りの 10%は海外からの支援による削減とする。
- ② 2030 年へ向けての方針：年間の温室効果ガス排出量を最低 1.5~2%削減する。BAU ケースと比較してエネルギー活動による温室効果ガス排出量を 20%から 30%削減する。このコミットメントのうち、自発的削減はほぼ 20%で、残りの 10%は海外からの支援に頼ることになる。
- ③ 2050 年へ向けての方針：温室効果ガス排出量を年間あたり 1.5-2%削減する。

温室効果ガスは二酸化炭素、メタン、窒素酸化物、フッ素化ガスなどで構成されている。その中で、二酸化炭素 (CO₂) だけがエネルギー部門でコントロール可能である。それゆえ、このシナリオでは二酸化炭素 (CO₂) 排出量を以下のように設定する。

- 1) 2020年までにBAU比で15%削減
- 2) 2030年までにBAU比で25%削減
- 3) 2050年までにBAU比で45%削減

図 5.3.4 に上記の条件下で計算された電源構成の最小コスト・ベースの試算結果を示す。2050年には、低炭素資源をフルに動員する必要があり、構成比で見るとガス火力が71.7%と最も高く、以下石炭火力（14.8%）、水力（11.4%）、石油火力（1.5%）、原子力（0.6%）と続いている。

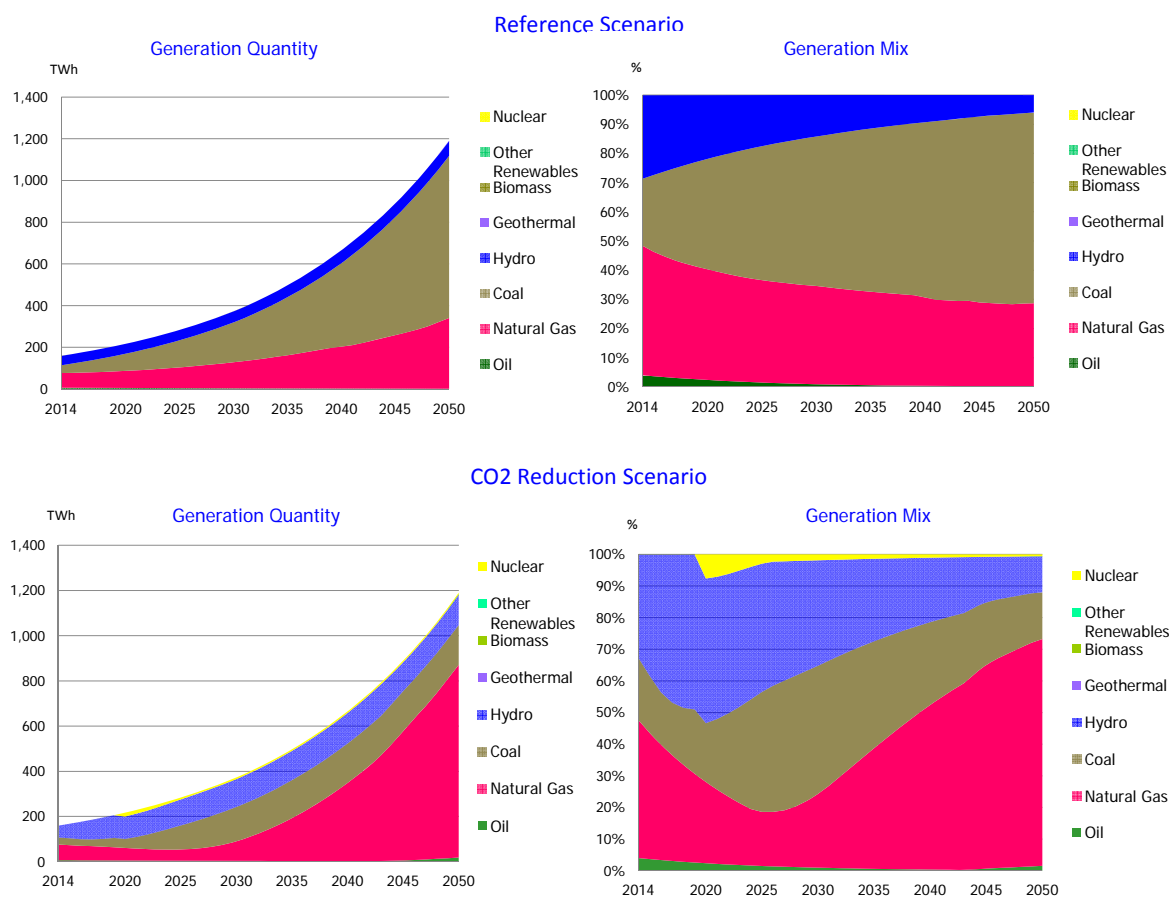


図 5.1.4 CO₂ 削減シナリオ:ベトナム

ここでも、2014年以降既存の発電所は徐々に廃止されていき、20年間で発電能力は半分になると想定している。

2050年までの累積総コストと累積総収入はそれぞれ1兆6,960億米ドル、1兆6,400億米ドルとなり、差し引き560億米ドルの黒字になる。2050年までのCO₂排出量は16億4,700万炭素トンになり、リファレンス・シナリオと比べて56%と大幅に削減される。石炭消費は大幅減となり、その他の低炭素電源、特に天然ガスがフルに動員されている。

5.1.5 燃料補助金シナリオ

このシナリオでは、石炭火力発電用の石炭価格に 15%の補助金がかかけられると想定している。これは現在の発電用石炭価格に対しては市場価格より 15%安くなるように補助金が設定されていて、これを市場価格に戻すという想定である。他の前提条件はリファレンス・シナリオと同じである。

図 5.1.5 にこのような設定のもとで燃料補助金削減シナリオが最小コストを達成するための電源構成を示す。こうして計算された電源構成はリファレンス・シナリオとほぼ同じである。仮に石炭火力発電所がさらに 30%以上の補助金を受け取るような場合には、石炭発電のシェアはかなり上昇する。

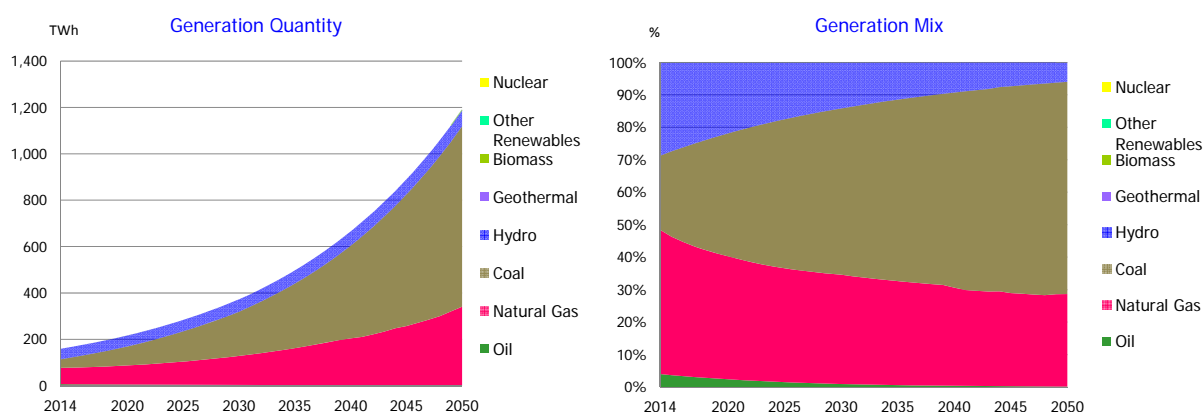


図 5.1.5 燃料補助金シナリオ: ベトナム

2050 年までの累積総コストと累積総収入はそれぞれ 1 兆 5,700 億米ドル、1 兆 6,400 億米ドルとなり、差し引き 70 億米ドルの黒字になる。しかし補助金 320 億米ドルが必要である。2050 年までの CO₂ 排出量はリファレンス・シナリオとほぼ変わらない。

5.1.6 FIT 導入シナリオ

再生可能エネルギー導入を促進するため、ベトナムは風力発電とバイオマス-CHP（熱電複合発電）に対して固定価格買取制度（FIT）の導入を検討している。このシナリオでは、FIT は風力について 1kWh あたり 0.078 米ドル、バイオマスについて同 0.056 米ドルを設定している。他の前提条件はリファレンス・シナリオと同じである。

図 5.1.6 に上記の設定の下で計算した最小コストの電源構成を示す。電源構成はリファレンス・シナリオと同じである。FIT システムを導入するとしてもかかわらず、バイオマスと風力は電源として導入されていない。電力料金が絶対値で低すぎることで、また、他の燃料に比べて資源量が制約されていることなどの理由で、FIT システムがうまく作動しないからである。この点についてはもっと詳しく調べる必要があるだろう。

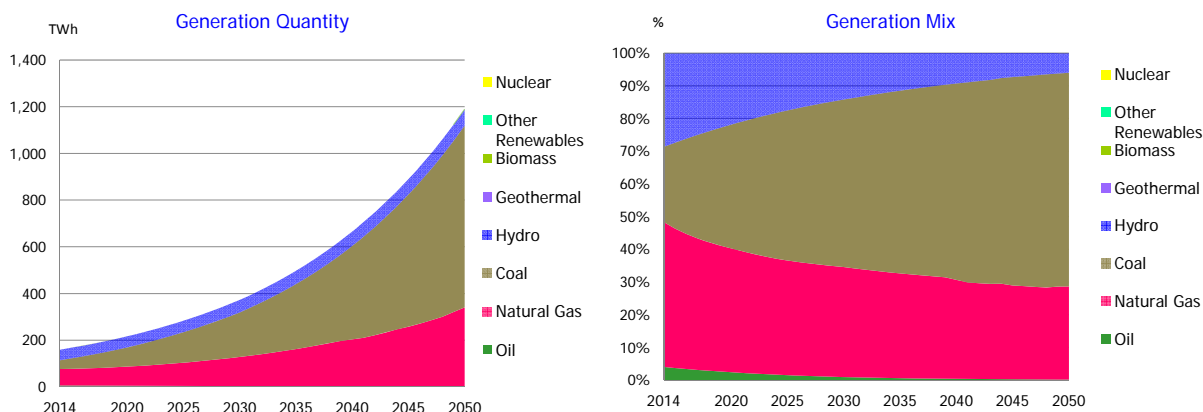


図 5.1.6 FIT シナリオ:ベトナム

5.1.7 高効率発電シナリオ

このシナリオでは、2050 年における発電量はリファレンス・シナリオと同じと想定している。ここでは、発電効率改善目標として、ガス火力発電所は 60%、石炭火力発電所は 45%となる条件を設定している。他の制約条件はリファレンス・シナリオと同じである。

図 5.1.7 に、上記の制約条件の下でコストが最小となる熱効率改善シナリオの電源構成を示す。2050 年には、発電量で最も大きい割合を占めるのは石炭火力 (71.4%) で、以下ガス火力 (18.4%)、水力 (10.1%)、石油火力 (0.1%) と続く。

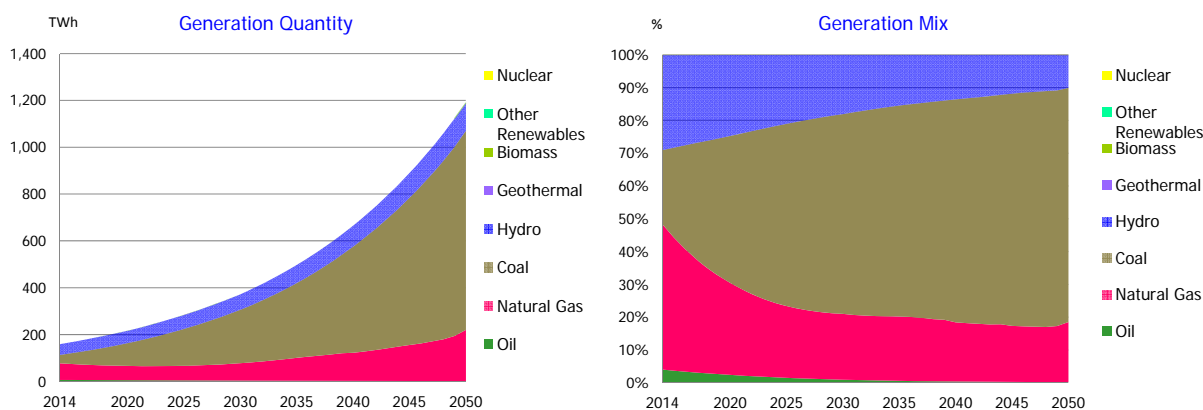


図 5.1.7 高効率発電シナリオ:ベトナム

2050 年までの累積総コストと累積総収入はそれぞれ 1 兆 4,570 億米ドル、1 兆 6,400 億米ドルとなり、差し引き 1,830 億米ドルの赤字になる。2050 年までの CO₂ 排出量は 24 億 6,000 万炭素トンになる。高効率発電を導入することで全予測期間の燃料消費量は 5 億 9,800 万石油換算トン、もしくは 19.3%削減され、CO₂ 排出量は 4 億 4,500 万炭素トン、もしくは 15.4%削減される。総コストは、財務的費用が高額になるにもかかわらず 1,440 億ドル、9%の削減となる。ベトナムのように急速な成長を続けている経済にとっては、初期投資額として巨額の資金を準備しなければならないが、実証済み最高効率の設備 (BAT : best available technology) の導入は長期的に見てもっとも効果のある方策といえよう。

5.2 インドネシア

インドネシアのシミュレーション結果を表 5.2.1 に整理した。累計総供給コストは、発電、送電、配電コストの、2014 年から 2050 年の予測全期間の累計コストである。累計総収入は 2050 年までの料金収入累計額である。電力料金が規制されている国（通常はコストよりも低い）では、発電、送配電への投資を電力の販売だけで元を取ることは難しい。このため電力会社は事業を維持するために政府の補助金を必要とする。本研究では、電力補助金としての国庫財務面での累積費用は、電力料金の規制によって発生した全ての損失を政府が負担するものと仮定して計算した。

表 5.2.1 シミュレーション結果: インドネシア

| Policy set | | Reference | Fuel Export Restriction | Tariff Subsidy Reduction | Least Cost | Feed-in Tariff | Generation Mix | GHG Reduction |
|------------------------------------|-----------|-----------|-------------------------|--------------------------|------------|----------------|----------------|---------------|
| Amount till 2050 | | | | | | | | |
| Total Cost | bil. US\$ | 3,077 | 2,951 | 2,963 | 2,718 | 3,079 | 3,145 | 3,303 |
| Total Revenue | bil. US\$ | 2,075 | 2,075 | 2,898 | 2,075 | 2,075 | 2,075 | 2,075 |
| Profit | bil. US\$ | -1,003 | -877 | -64 | -643 | -1,004 | -1,070 | -1,228 |
| Profit Mark-up Ratio | % | 67.4% | 70.3% | 97.8% | 76.3% | 67.4% | 66.0% | 62.8% |
| Subsidies including FITs | bil. US\$ | 0 | 0 | 0 | 0 | -23 | 0 | 0 |
| Gov't Total Net Inflow | bil. US\$ | -1,003 | -877 | -64 | -643 | -1,004 | -1,070 | -1,228 |
| Tariff & Cost | | | | | | | | |
| Electricity Tariff (2030) | ¢ /kWh | 8.14 | 8.14 | 12.07 | 8.14 | 8.14 | 8.14 | 8.14 |
| Electricity Tariff (2050) | ¢ /kWh | 8.30 | 8.30 | 12.12 | 8.30 | 8.30 | 8.30 | 8.30 |
| Unit Cost (2030) | ¢ /kWh | 12.21 | 11.88 | 12.07 | 11.06 | 12.20 | 12.70 | 12.78 |
| Unit Cost (2050) | ¢ /kWh | 12.25 | 11.88 | 12.12 | 10.43 | 12.24 | 11.93 | 13.43 |
| Electricity Demand (2050) | TWh | 1322 | 1322 | 1281 | 1,322 | 1322 | 1322 | 1322 |
| Additional Electricity Generation | TWh | 1272 | 1272 | 1231 | 1,272 | 1272 | 1272 | 1272 |
| Additional Fossil Fuel Consumption | Mil.toe | 3,262 | 3,453 | 3,164 | 4,892 | 3,198 | 1,973 | 2,404 |
| Coal | Mil.toe | 2,351 | 2,353 | 2,345 | 4,877 | 2,279 | 1,257 | 590 |
| Oil | Mil.toe | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Natural Gas | Mil.toe | 911 | 1,100 | 820 | 15 | 918 | 717 | 1,814 |
| CO ₂ Emissions | Mil.t-c | 2,973 | 3,085 | 2,914 | 5,081 | 2,903 | 1,723 | 1,666 |
| Fossil-Fuel Intensity | kg/kWh | 0.15 | 0.16 | 0.15 | 0.23 | 0.15 | 0.09 | 0.11 |
| Generation Mix (2030) | | | | | | | | |
| Coal | % | 51.2% | 51.2% | 52.6% | 84.4% | 49.4% | 31.9% | 20.7% |
| Oil | % | 2.5% | 2.5% | 2.6% | 2.5% | 2.5% | 2.5% | 2.5% |
| Natural Gas | % | 26.8% | 35.1% | 24.9% | 4.7% | 26.9% | 20.4% | 47.5% |
| Hydro | % | 10.0% | 9.9% | 10.2% | 7.4% | 10.0% | 16.6% | 16.6% |
| Nuclear | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Geothermal | % | 7.1% | 0.9% | 7.3% | 0.9% | 7.8% | 12.1% | 6.8% |
| Biomass | % | 2.3% | 0.3% | 2.3% | 0.0% | 3.3% | 9.9% | 5.8% |
| Other NRE | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 6.5% | 0.0% |
| Total | % | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% |
| Generation Mix (2050) | | | | | | | | |
| Coal | % | 51.7% | 51.7% | 53.3% | 93.1% | 51.2% | 31.9% | 14.6% |
| Oil | % | 0.5% | 0.5% | 0.6% | 0.5% | 0.5% | 0.5% | 0.5% |
| Natural Gas | % | 29.4% | 35.7% | 27.4% | 2.1% | 29.3% | 23.1% | 60.4% |
| Hydro | % | 9.5% | 6.6% | 9.7% | 3.6% | 9.5% | 16.1% | 14.9% |
| Nuclear | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Geothermal | % | 4.9% | 2.8% | 4.9% | 0.2% | 5.0% | 10.9% | 1.5% |
| Biomass | % | 4.0% | 2.7% | 4.1% | 0.5% | 4.4% | 10.5% | 8.0% |
| Other NRE | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 7.0% | 0.0% |
| Total | % | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% |

インドネシアの天然ガス価格については、同国には天然ガスが十分にあり現在かなり安い価格で国内向けに供給されていることに鑑み、今回のシミュレーション分析では、下記のように、他

の二か国とは異なる価格シナリオを設定した。

表 5.2.2 インドネシアの天然ガス価格の想定

| Present Price | | Annual Escalation | |
|---------------|--------|-------------------|-------|
| | | ~2030 | ~2050 |
| \$/MMBTU | \$/toe | % | % |
| 10.0 | 425.1 | 1.9 | 0.28 |

5.2.1 リファレンス・シナリオ

リファレンス・シナリオでは、温室効果ガス削減と再生可能エネルギーについての目標値は設定していない。最終ユーザーの電気料金は政府が設定する。シミュレーション対象期間、平均電気料金は現在のレベル（8米セント/kWh）から出発して毎年1%増加するものと想定した。このシナリオおよび燃料輸出制限シナリオ以外の他のシナリオでは、天然ガスを除き、燃料価格は国際市場の燃料価格を基に計算した。発電技術については特定の目標を設定してはいないが、本シナリオでの潜在資源量の制約を考慮した最小コスト・ベースの選択による発電構成は、現在の電源構成とほぼ同じパターンに維持されている。ただし、シミュレーションでは新規の石油火力設備は導入されないと仮定している。

表 5.2.3 2011年と2013年の電源構成

| | Share (%) | |
|---------------------------|-----------|-----------|
| | 2011 | Aug, 2013 |
| Oil | 23.20 | 12.60 |
| Natural Gas | 20.34 | 23.46 |
| Coal | 44.41 | 51.54 |
| Hydro | 6.81 | 7.80 |
| Geothermal | 5.14 | 4.51 |
| Biofuels and Waste | 0.11 | 0.09 |
| Solar/Wind/Other | 0.00 | 0.00 |
| Nuclear | 0.00 | 0.00 |

Source: IEA World Energy Statistics and Balances 2013, and MEMR Indonesia

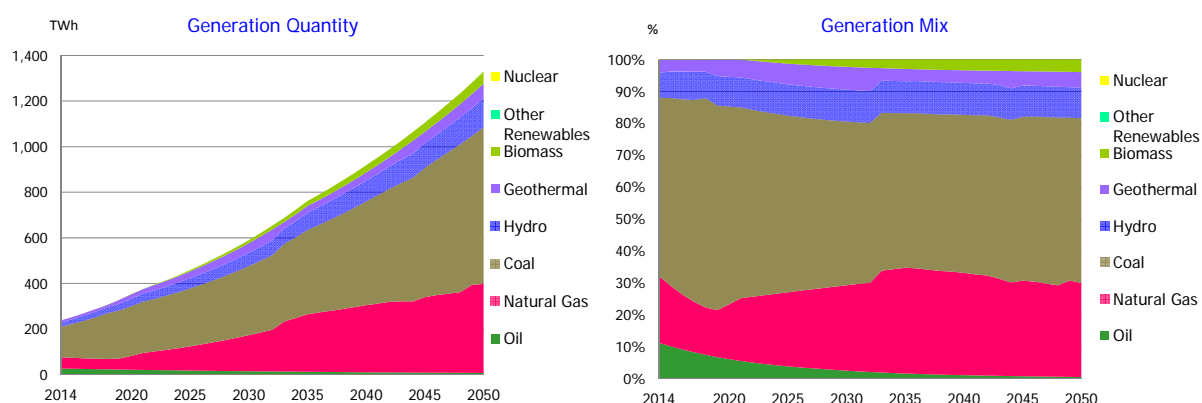


図 5.2.1 リファレンス・シナリオの電源構成: インドネシア

リファレンス・シナリオでは、石油火力による発電量は計画期間を通じて減少を続ける（2013年の12.6%から2030年には2.5%に、さらに2050年には0.5%に減少する）。水力発電を含む再生

可能エネルギーは将来の電源構成において大きな役割を果たす青写真を描いている（12.4%から、2030年には19.3%に上昇し、2050年には潜在資源量の制約のためにやや低下して18.4%になる）。石油火力が次第にフェーズアウトし再生可能エネルギーによる発電の成長にも制約があるため、天然ガスと石炭による発電のシェアは現在のレベルから次第に上昇する。

2050年までの累積発電コスト（燃料費を含む）は3兆770億米ドルで、電力料金徴収による累積収入額は2兆750億米ドルであると計算されている。このことは2050年までに1兆30億米ドル、つまりGDPの5%にも及ぶ赤字が発生することを意味している。リファレンス・シナリオにおける新規発電による地球温暖化ガスの累積排出量は29億7,300万炭素トン（2011年までのエネルギー起源に由来する地球温暖化ガス排出は約4億200万炭素トン）と積算されている。

5.2.2 燃料輸出制限シナリオ

このシナリオは「国家エネルギー総局（DEN） 石炭・天然ガス輸出制限の提案」の政策ドラフトを基に想定した。国内消費の急激な増加のため、インドネシアは中長期的には天然ガスの輸入国になるものと予想されている。今回の政策案は、政府に対し、国内で石炭と天然ガスの使用を長期にわたって継続できるように輸出制限を実施することを求めている。輸出制限を課した場合、燃料費は安くなるものと想定する。このシナリオでは、石炭および天然ガスのコストは国際市場価格よりも低くなる（リファレンス・シナリオの80%）と想定している。

燃料輸出制限シナリオの下では、石油火力発電のシェアはリファレンス・シナリオと同じになる（2013年の12.6%から2030年には2.5%に、2050年にはさらに0.5%にまで減少する）。天然ガス発電のシェアは2030年には35.1%になり、2050年には若干上昇して35.7%になる。石炭火力発電のシェアは2030年には51.2%、2050年には51.7%になると推定される。再生可能エネルギー発電のシェアは化石燃料に押されて、2013年の12.4%から2030年は11.1%にやや減少し、その後は少しずつ持ち直して2050年には12.7%になるだろう。

このシナリオの下では、2050年までの燃料費を含む累積発電コストは2兆9,510億米ドルになると算定される。総コストは燃料費が少なくなったためリファレンス・シナリオより低くなっている。総収入額はリファレンス・シナリオと同じ20億7,500万ドルである。その結果、2050年までに累計8,770億米ドルの赤字が発生する。燃料輸出制限シナリオでの新規電源による地球温暖化ガスの累積排出量は30億8,500万炭素トンと算定され、化石燃料による発電量が増加するため、リファレンス・シナリオよりも増加する。

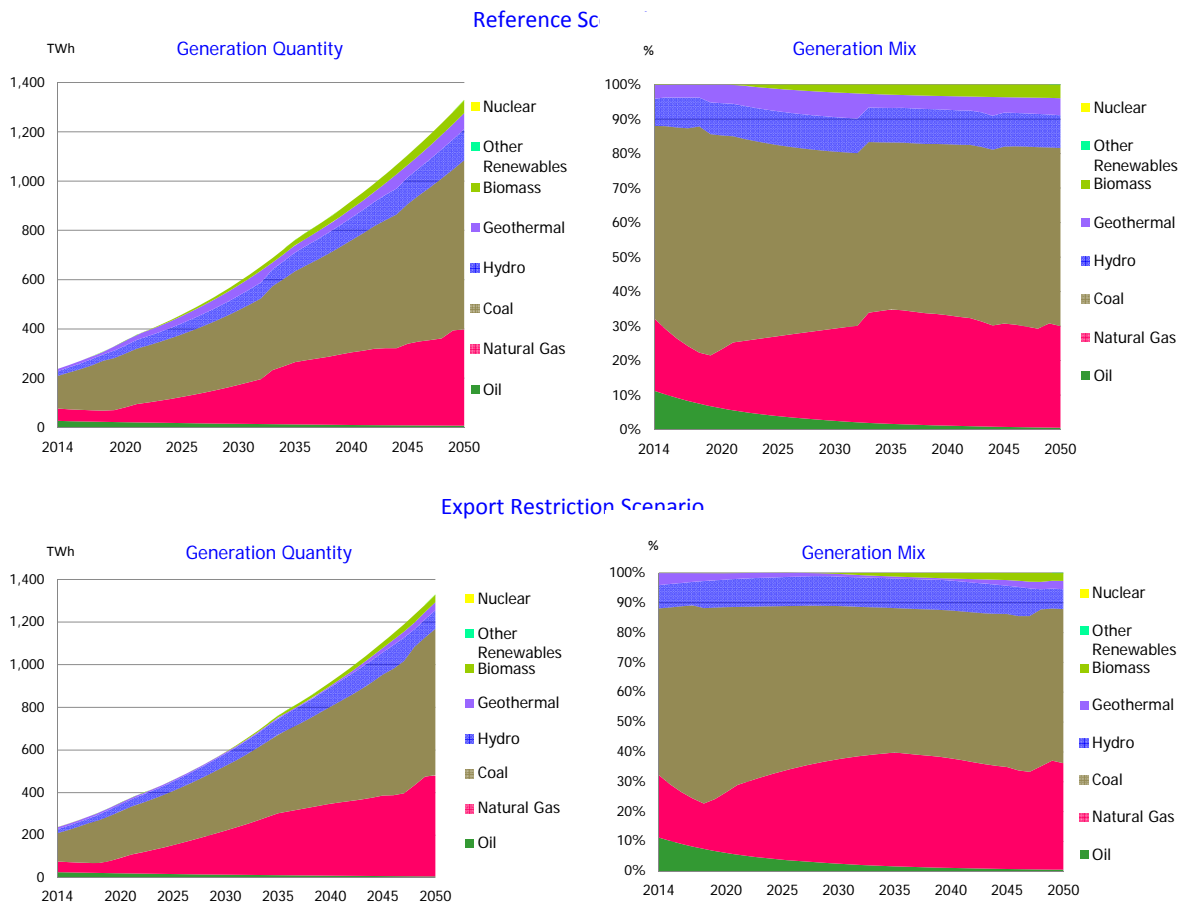


図 5.2.2 燃料輸出制限シナリオでの電源構成:インドネシア

5.2.3 電力料金補助金の削減シナリオ

電力料金補助金削減シナリオでは、電力料金の補助金が徐々に廃止されると想定する。このことは、実際の発電コストを反映するために最終ユーザーの電力料金の上昇が認められることを意味する。他の条件はリファレンス・シナリオと同じである。

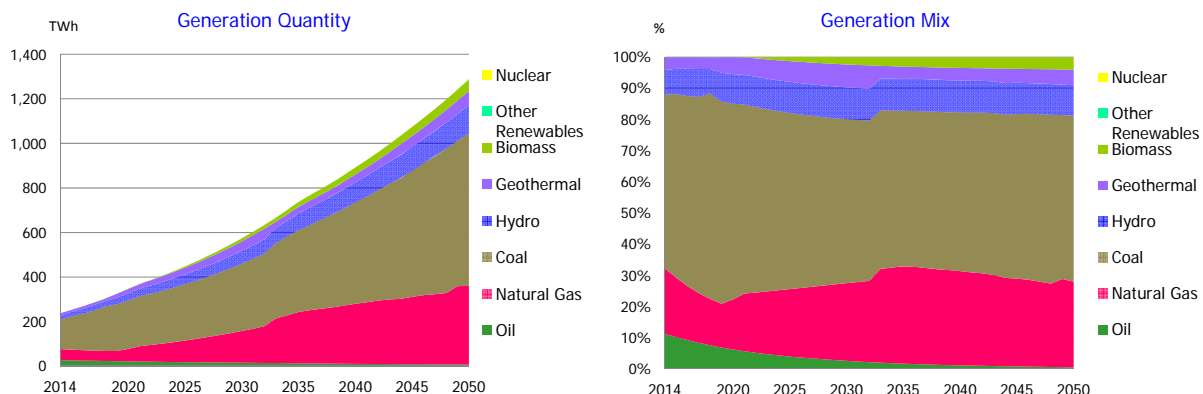


図 5.2.3 電力料金補助金の削減シナリオ:インドネシア

このシナリオでは消費者は高い電気料金にさらされ、電力消費を減少させる形で反応すると想定する。結果としてこのシナリオでの電力需要はリファレンス・シナリオより 3.1%小さくなる。リファレンス・シナリオでの 2050 年の電力需要は 1,322TWh と算定されているが、補助金削減シナリオでの 2050 年の電力需要は 1,281TWh になる。

他のシナリオと同様に、このシナリオでは石油火力発電の追加はなく、対象期間内を通じて石油火力発電のシェアは減少する。天然ガス発電のシェアは 2030 年には 24.9%になり、2050 年には徐々に増加して 27.4%になると期待される。石炭火力発電のシェアは増加し、2030 年には 52.6%、2050 年には 53.3%になる。水力を含む再生可能エネルギーは 2030 年には発電構成の 19.8%を占め、2050 年にはそのシェアはやや低下して 18.7%になるだろう。

このシナリオでは、2050 年までの燃料費を含む累計発電コストは 2 兆 9,630 億米ドルになると算定され、需要が少ないためにリファレンス・シナリオよりも少なくなる。2050 年までの電力料金徴収による収入累計は 2 兆 8,980 億米ドルとなり、差し引き 640 億米ドルの赤字になる。発電コストの増加を反映した段階的な電力料金引き上げが認められるため、赤字額はリファレンス・シナリオよりもかなり少なくなる。しかし、最終利用者の平均電力料金は 2030 年には 12.07 セント/kWh、2050 年には 12.12 セント/kWh となり、リファレンス・シナリオの 2030 年の 8.14 セント/kWh、2050 年の 8.30 セント/kWh よりもかなり高くなる。新規発電による地球温暖化ガス累積排出量は 29 億 1,400 万炭素トンとなり、リファレンス・シナリオの 29 億 7,300 万炭素トンと比較するとやや少なくなる。

5.2.4 最小コスト・シナリオ

最小コスト・シナリオでは電源構成の制限は一切無しとする。これは電力需要を満たすよう最小コストとなる電源構成が選択されることを意味する。再生可能エネルギーの潜在資源量を含めた他の条件は同じである。

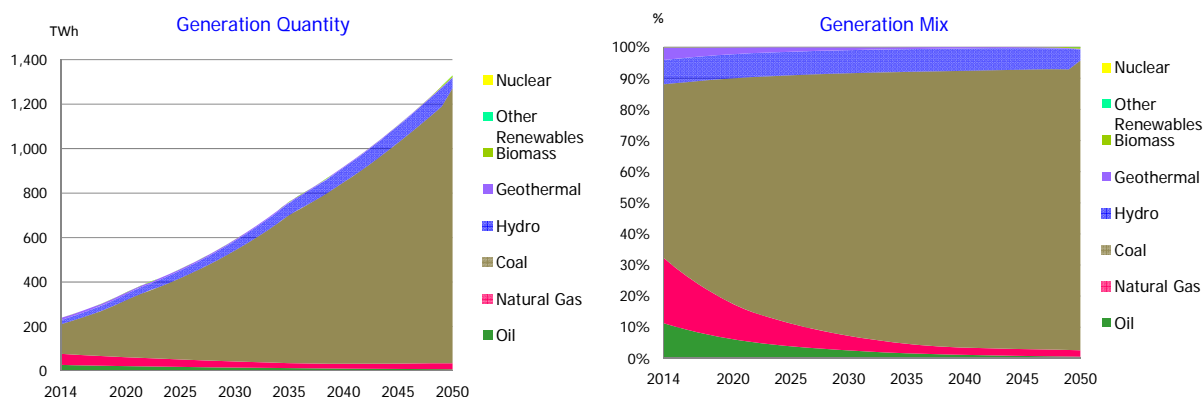


図 5.2.4 最小コスト・シナリオ:インドネシア

最小コスト・シナリオの下では、石油火力発電のシェアはリファレンス・シナリオと設定している。電源選択は最小コストに基づいて行われ、予想通り電源構成の大半は石炭火力になる。石炭火力発電のシェアは 2030 年には 84.4%になり、2050 年にはさらに上昇して 93.1%になる。他方、天然ガス火力発電は発電コストが高いため、最小コスト・シナリオでは極めて僅かの役割しか果

たさない。天然ガスのシェアは低下し、2030年には4.7%、2050年にはさらに下がって2.1%になると算定される。再生可能エネルギーの発電シェアも同様に石炭火力に絞り取られる。水力を含めた再生可能エネルギー発電のシェアは2030年には8.3%に減少し、2050年にはさらに下がって4.3%になる。

最小コスト・シナリオの下では、2050年までの燃料費を含む累計発電コストは2兆7,180億米ドルと算定され、全てのシナリオの中で最も低くなる。電力料金徴収による累計収入は2兆750億米ドルになり、2050年までの累計では6,430億米ドルの黒字になる。地球温暖化ガスの累積排出量は他の全てのシナリオの中で最大となり、2050年までに50億8,100万炭素トンになる。

5.2.5 FIT シナリオ

FIT (Feed-in-Tariff) シナリオでは、再生可能エネルギーに対するFITを下記のように設定した。

- 地熱: 0.11USD/kWh (5年でフェーズアウト)
- バイオマス: 0.1466USD/kWh (5年でフェーズアウト)
- 風力: 0.15USD/kWh (5年でフェーズアウト)
- 太陽光 (PV) 0.1637USD/kWh (10年でフェーズアウト)

購入期間は20年とする。また、FITのコストは政府が支払うものとする。

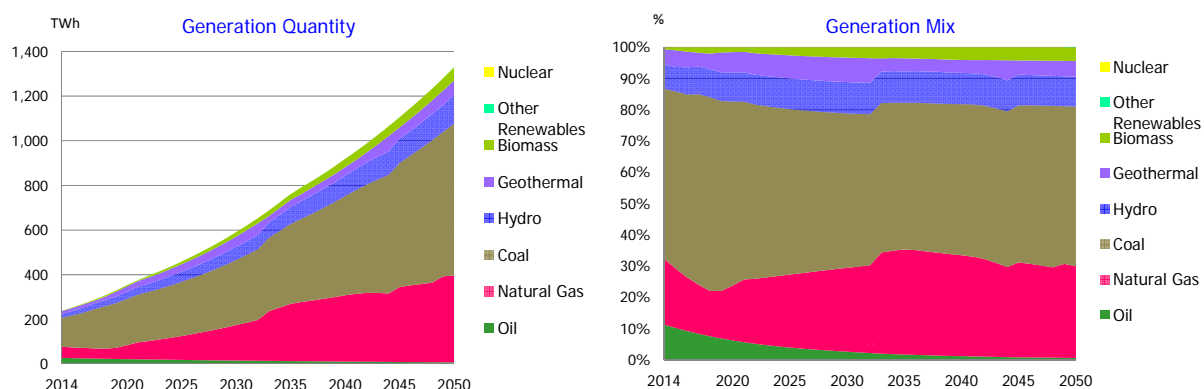


図 5.2.5 FIT シナリオ:インドネシア

総電力需要は同じで石油火力の新設はないので、FIT シナリオとリファレンス・シナリオの石油火力の量は同じである。石炭火力と天然ガス火力のシェアは、それぞれ、2030年には49.4%と26.9%、2050年には51.2%と29.3%になる。FIT シナリオではリファレンス・シナリオよりも再生可能エネルギーの役割は大きくなる。水力を含む再生可能エネルギーのシェアは2030年には21.1%だが、2050年までにはFITによる再生可能エネルギーの購入が終了するので、2050年のシェアは18.9%になる。

このシナリオでは、2050年までの燃料費を含む累計発電コストは3兆790億ドルとなり、リファレンス・シナリオよりも高い。料金徴収による収入量刑は2兆750億ドルで、合計1兆40億ドルもの赤字が生じる。FITの推計コストは230億ドルである。新規電源からのGHG排出量累計は29億300万炭素トンで、リファレンス・シナリオの29億7,300万炭素トンよりは少ない。

5.2.6 エネルギー構造目標シナリオ

本シナリオではインドネシア国家エネルギー委員会のまとめた「2050年までのエネルギー多様化目標（KEN2050）」を基に、シナリオを設定した。

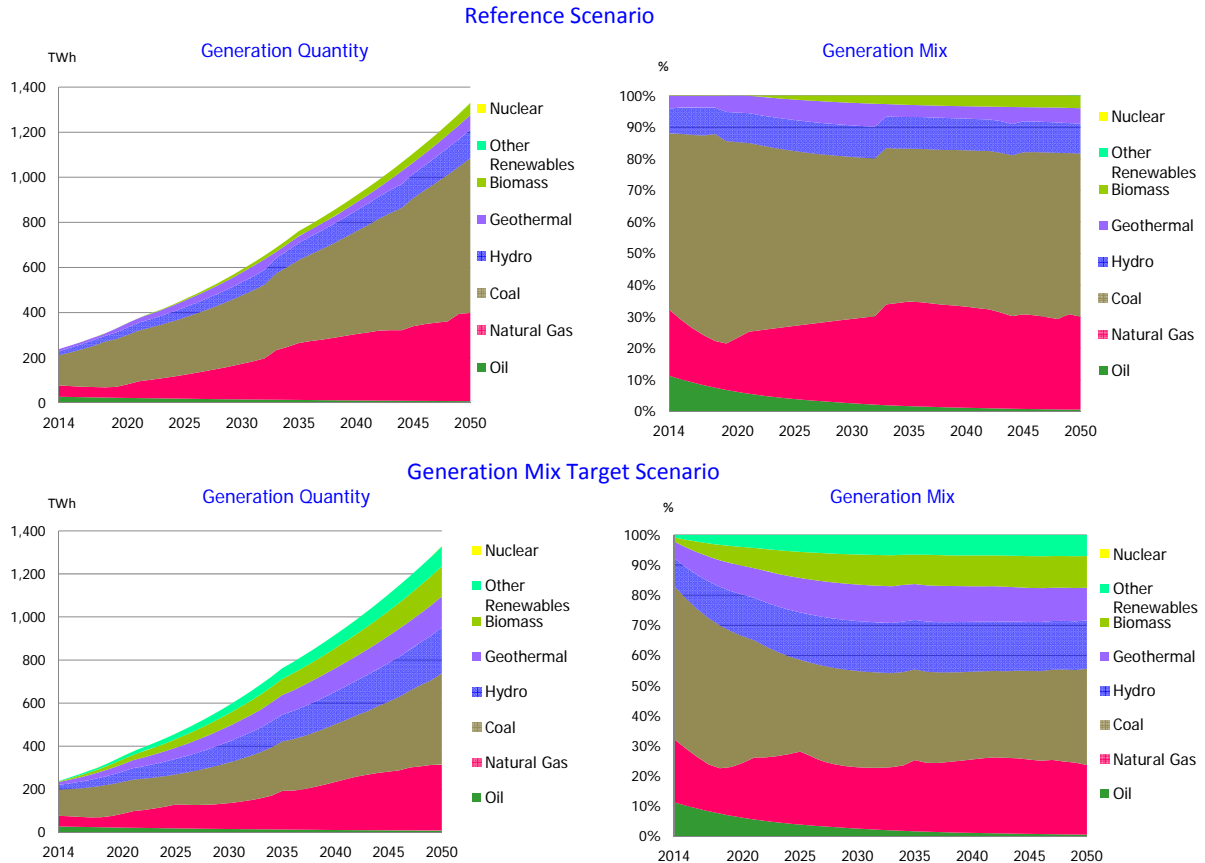


図 5.2.6 エネルギー構造目標シナリオ：インドネシア

KEN2050 では、2025 年のエネルギー構造目標は次のように設定されている。

- 石油： 23%;
- 天然ガス： 22%;
- 石炭： 32%;
- 再生可能エネルギー： 23%

目標は一次エネルギー構造についてのみ設定されているので、電源構成目標については以下のように設定した。

- 石油：新設なし
- 天然ガス：2025 年で 25.8% 以下
- 石炭：2025 年で 32% 以下
- 再生可能エネルギー：38%以上

また、2025 年について計算された電源構成が 2050 年まで維持されるものとして計算した。

電源構成目標シナリオでは、石油火力のシェアはリファレンス・シナリオと同じである。石炭火力と天然ガス火力のシェアは、それぞれ、2030年には31.9%と20.4%、2050年には31.9%と23.1%である。石炭火力と天然ガス火力に制限をかけているので、水力を含む再生可能エネルギーが電力供給の中で重要な役割を担うことになる。水力を含む再生可能エネルギーによる発電は2030年には45.1%、2050年には44.5%に達する。しかし、このようなシナリオが物理的に実現可能であるかどうか、別途検証する必要があるだろう。

表 5.2.4 2050 年の電源構成

| | Generation (GWh) | Share (%) |
|------------------|------------------|-----------|
| Oil | 17,926 | 3.9% |
| Natural Gas | 111,098 | 24.2% |
| Coal | 139,524 | 30.4% |
| Hydro | 72,457 | 15.8% |
| Geothermal | 52,355 | 11.4% |
| Biomass | 39,716 | 8.7% |
| Other Renewables | 25,804 | 5.6% |
| Nuclear | 0 | 0.0% |
| Total | 458,880 | 100.0% |

本シナリオの下では、2050年までの燃料費を含む発電コスト総額は3兆1,450億ドルにのぼり、リファレンス・シナリオよりも高くなる。料金徴収による収入累計額は2兆750億ドルで、2050年までの赤字額累計は1兆700億ドルに達する。新規電源からのGHG排出量はリファレンス・シナリオの29億7,300万炭素トンよりも少なく、17億2,300万炭素トンとなる。

5.2.7 GHG 削減シナリオ

地球温暖化ガス排出削減シナリオでは、リファレンス・シナリオでのGHG排出量を26%削減するという政府の排出削減目標をもとに、GHG排出量に制限をかけている。本シナリオでは、これと同じ制約（リファレンス・シナリオより26%削減）が2020年以降2050年まで継続されるものと仮定している。

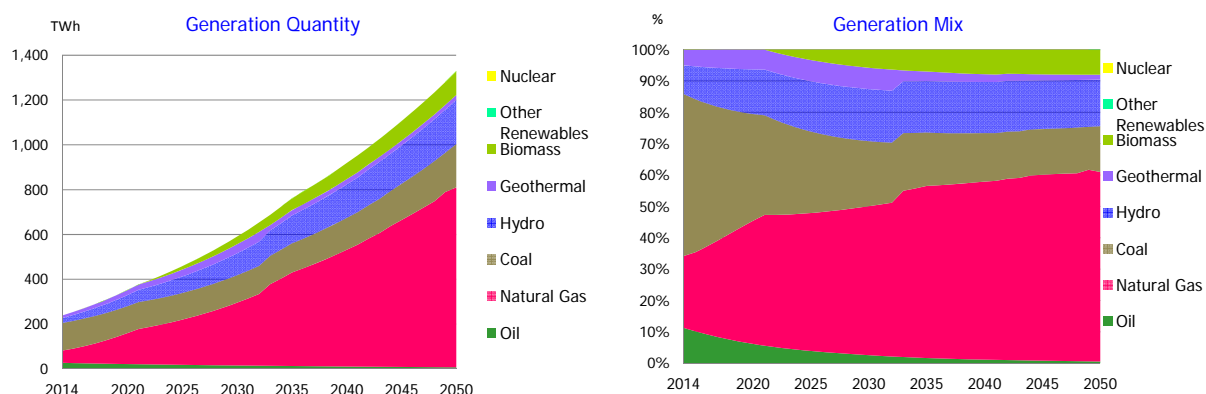


図 5.2.7 GHG 削減シナリオ: インドネシア

石油火力についてはリファレンス・シナリオと同じ条件としたので、石油火力のシェアは変わ

らない。上記の GHG 削減目標を達成するにはほとんどの石炭火力を天然ガスや再生可能エネルギーに転換しなければならない。その結果電源の主力は天然ガスとなり、2030 年にはそのシェアが 47.5%、2050 年には 60.4%になる。一方、石炭火力のシェアは 2030 年には 20.7%になり、2050 年にはさらに 14.6%に低下する。2030 年では電力需要の 29.2%、2050 年には 24.4%が再生可能エネルギーで供給されることになる。

本シナリオでは、2050 年までの燃料費を含む発電コスト累計額は 3 兆 3,030 億ドルとなり、全てのシナリオの中で最高となる。料金徴収による収入総額は 2 兆 750 億ドルで、2050 年までには 1 兆 2,280 億ドルもの累積赤字が生じることになる。2050 年までの GHG 排出量は全てのシナリオの中で最小で、16 億 6,600 万炭素トンとなる。

5.2.8 供給側での効率改善

発電による CO₂ 発生量を削減する方法のもう一つの方法は高効率発電技術を利用することである。高効率発電技術を利用することにより石炭や天然ガスをより高い効率で電気に転換することができる、すなわち、同じ電力量を発電するのに使用する燃料は少なくて済む。本調査では、特に石炭火力と天然ガス火力で高効率技術を利用した場合、供給側の効率化によって発電コスト、CO₂ 排出量、化石燃料諸費等にどのようなインパクトがあるかを検証した。本調査で取り上げた石炭火力と天然ガス火力の高効率化による技術特性は表 5.2.5 に示すとおりである。

表 5.2.5 効率を変化させたときの石炭火力と天然ガス火力の技術特性。

| | Capacity (MW) | Life Time | Max Operating hr/yr | Min Operating hr/yr | Capacity Factor (Max) | Thermal Efficiency | Total CAPEX (\$/kW) | Increasing Total CAPEX | Total non-fuel OPEX (\$/kWh) | CO ₂ Emission Factor (ton/toe) | NOX Emission Factor (ton/toe) | PM Emission Factor (ton/toe) |
|---------------------------------|---------------|-----------|---------------------|---------------------|-----------------------|--------------------|---------------------|------------------------|------------------------------|---|-------------------------------|------------------------------|
| Coal (Low Efficiency) | 500 | 35 | 7000 | 3000 | 80% | 35% | 1441 | 100% | 0.006 | 1.04 | 0.01256 | 0.001675 |
| Coal (Medium Efficiency) | 1000 | 35 | 7000 | 3000 | 80% | 40% | 1590 | 100% | 0.006 | 1.04 | 0.01256 | 0.001675 |
| Coal (High Efficiency) | 1000 | 35 | 7000 | 3000 | 80% | 45% | 1892 | 100% | 0.006 | 1.04 | 0.01256 | 0.001675 |
| Natural Gas (Low Efficiency) | 300 | 25 | 7000 | 1000 | 80% | 45% | 718 | 100% | 0.0065 | 0.58 | 0.011723 | 0.000209 |
| Natural Gas (Medium Efficiency) | 700 | 25 | 7000 | 1000 | 80% | 50% | 847 | 100% | 0.0065 | 0.58 | 0.011723 | 0.000209 |
| Natural Gas (High Efficiency) | 1000 | 25 | 7000 | 1000 | 80% | 60% | 1164 | 100% | 0.0065 | 0.58 | 0.011723 | 0.000209 |

高効率技術を採用すると資本費用は高くなる。しかし、高効率技術の利用で燃料消費は少なくなるので、燃料費は下がる。ここではリファレンス・シナリオに対していくつかの異なる効率を設定したケースを検証した。これの異なるシナリオでの発電コスト累計額の比較を次図に示す。ここで設定した技術上の仮定と燃料コストの推計を前提に計算すると、中効率の技術を利用する石炭火力がコスト総額では最もコスト効率が良く、コスト単価では高効率技術を使う天然ガス火力が最も効率が良い。

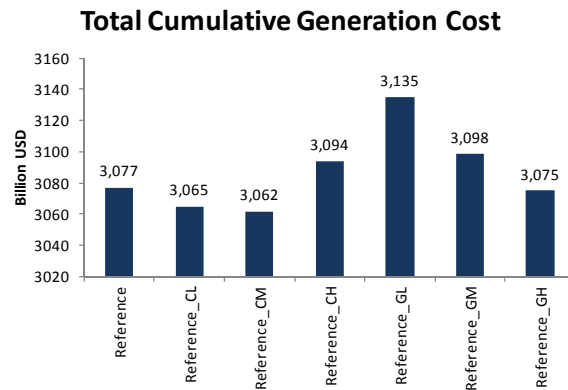


図 5.2.8 リファレンス・シナリオについて発電効率を変化させた場合の総発電コスト

ここで、

- Reference CL: リファレンス・シナリオで、石炭火力だけ低効率としたシナリオ
- Reference CM: リファレンス・シナリオで、石炭火力だけ中効率としたシナリオ
- Reference CH: リファレンス・シナリオで、石炭火力だけ高効率としたシナリオ
- Reference GL: リファレンス・シナリオで、ガス火力だけ低効率としたシナリオ
- Reference GM: リファレンス・シナリオで、ガス火力だけ中効率としたシナリオ
- Reference GH: リファレンス・シナリオで、ガス火力だけ高効率としたシナリオ

5.2.9 供給側での熱効率改善と CO₂ 排出量削減のシナリオ

GHG 削減シナリオをについて供給サイドの効率を低、中、高効率と変化させた 3 つのシナリオを検証した。低効率ケースでは石炭、天然ガス火力ともに低効率とした。中効率、高効率ケースでも同様に石炭、天然ガス火力の両方に中効率、高効率の技術が適用されるものとした。計算結果の一部を表 5.2.6 に示す。高効率技術を利用するケースで CO₂ 排出量は最低となる。総発電コストは最低ではないが、高効率ケースでは CO₂ 排出量削減の限界コスト（1 炭素トンの CO₂ を削減に要するコスト）は最低になる。

表 5.2.6 に示すように、経済性と GHG 排出量の両面からみて、最高効率の技術を採用するのがもっとも利益があると考えられる。

最新型技術を用いて GHG 排出量削減を図ると、対象期間中の化石燃料消費量は石油換算で 9 億 2,300 万トンあるいは 28.3%削減され、GHG 排出量は 13 億 7,400 万炭素トン、もしくは 46.2%削減される。将来、天然ガス価格が今回想定したものよりもっと競争力のある水準になった場合、あるいは技術進歩によってもっと高い熱効率が実現された場合には、このシナリオはここで説明したよりもっと魅力的なものになるだろう。このように考えれば、国際燃料市場の動向や技術進歩の行方を注意深く観察することの大切さが理解できよう。

表 5.2.6 GHG 削減+エネルギー効率改善

| Scenarios | | Reference | GHG Reduction | GHG Reduction Low Efficiency | GHG Reduction Middle Efficiency | GHG Reduction High Efficiency |
|------------------------------------|-----------|-----------|---------------|------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|
| Amount till 2050 | | | | | | |
| Total Cost | bil. US\$ | 3,077 | 3,303 | 3,451 | 3,375 | 3,310 |
| Total Revenue | bil. US\$ | 2,075 | 2,075 | 2,075 | 2,075 | 2,075 |
| Profit | bil. US\$ | -1,003 | -1,228 | -1,377 | -1,301 | -1,235 |
| Profit Mark-up Ratio | % | 67.4% | 62.8% | 60.1% | 61.5% | 62.7% |
| Subsidies including FITs | bil. US\$ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Gov't Total Net Inflow | bil. US\$ | -1,003 | -1,228 | -1,377 | -1,301 | -1,235 |
| Tariff & Cost | | | | | | |
| Electricity Tariff (2030) | ¢ /kWh | 8.14 | 8.14 | 8.14 | 8.14 | 8.14 |
| Electricity Tariff (2050) | ¢ /kWh | 8.30 | 8.30 | 8.30 | 8.30 | 8.30 |
| Unit Cost (2030) | ¢ /kWh | 12.21 | 12.78 | 13.21 | 12.96 | 12.82 |
| Unit Cost (2050) | ¢ /kWh | 12.25 | 13.43 | 14.61 | 14.09 | 13.45 |
| Electricity Demand (2050) | TWh | 1,322 | 1,322 | 1,322 | 1,322 | 1,322 |
| Additional Electricity Generation | TWh | 1,272 | 1,272 | 1,272 | 1,272 | 1,272 |
| Additional Fossil Fuel Consumption | Mil.toe | 3,262 | 2,404 | 2,792 | 2,562 | 2,339 |
| Coal | Mil.toe | 2,351 | 590 | 678 | 593 | 527 |
| Oil | Mil.toe | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Natural Gas | Mil.toe | 911 | 1,814 | 2,114 | 1,969 | 1,812 |
| CO ₂ Emissions | Mil.t-c | 2,973 | 1,666 | 1,931 | 1,759 | 1,599 |
| Fossil-Fuel Intensity | kg/kWh | 2.56 | 1.89 | 2.20 | 2.01 | 1.84 |
| Generation Mix (2030) | | | | | | |
| Coal | % | 51.2% | 20.7% | 20.7% | 20.7% | 20.7% |
| Oil | % | 2.5% | 2.5% | 2.5% | 2.5% | 2.5% |
| Natural Gas | % | 26.8% | 47.5% | 42.4% | 43.7% | 47.5% |
| Hydro | % | 10.0% | 16.6% | 16.6% | 16.6% | 16.6% |
| Nuclear | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Geothermal | % | 7.1% | 6.8% | 6.8% | 6.8% | 6.8% |
| Biomass | % | 2.3% | 5.8% | 10.9% | 9.6% | 5.8% |
| Other NRE | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Total | % | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% |
| Generation Mix (2050) | | | | | | |
| Coal | % | 51.7% | 14.6% | 14.6% | 14.6% | 14.6% |
| Oil | % | 0.5% | 0.5% | 0.5% | 0.5% | 0.5% |
| Natural Gas | % | 29.4% | 60.4% | 57.0% | 57.8% | 60.4% |
| Hydro | % | 9.5% | 14.9% | 14.9% | 14.9% | 14.9% |
| Nuclear | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Geothermal | % | 4.9% | 1.5% | 2.7% | 2.5% | 1.5% |
| Biomass | % | 4.0% | 8.0% | 10.3% | 9.7% | 8.0% |
| Other NRE | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Total | % | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% |

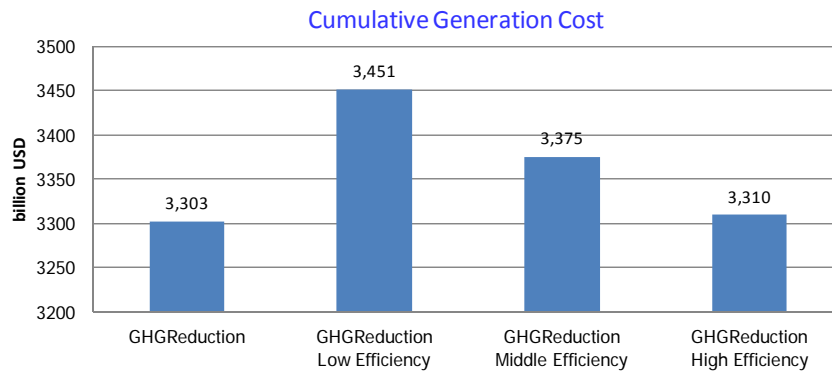


図 5.2.9 異なる熱効率での GHG 排出量削減による総発電コスト

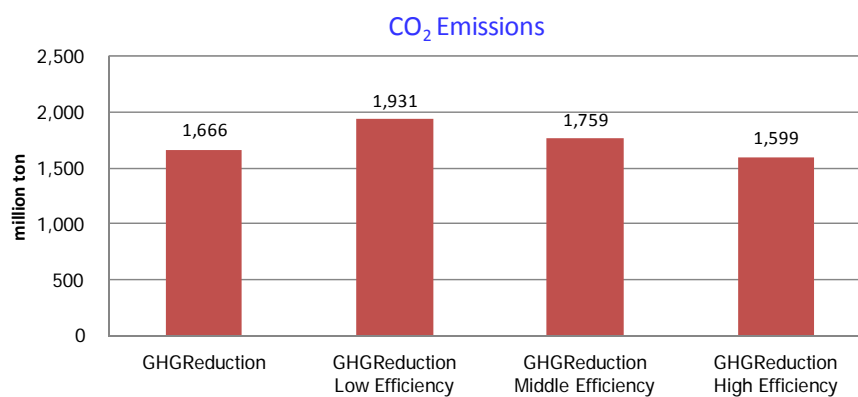


図 5.2.10 異なる熱効率での GHG 排出量削減による CO₂ 排出量

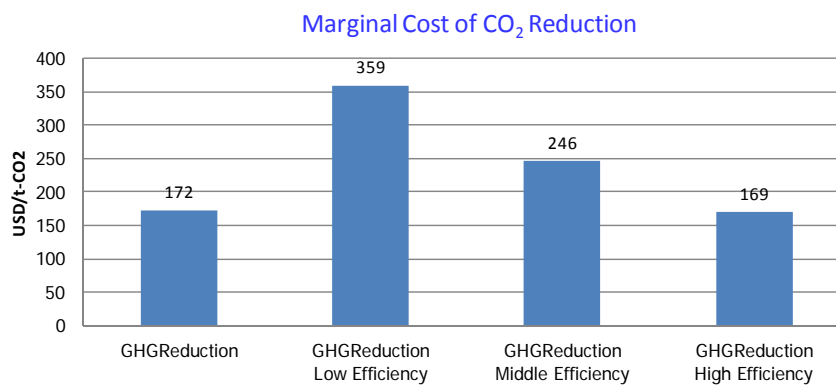


図 5.2.11 異なる熱効率での GHG 排出量削減による CO₂ 排出削減の限界コスト

5.3 フィリピン

表 5.3.1 に、フィリピンについて試算したシナリオの要点を示す。ここでは、リファレンス・シナリオ、発電目標シナリオ、FIT シナリオ、高効率発電シナリオと IRR5%とする電力料金シナリオを検討した。

表 5.3.1 フィリピンのシナリオ分析結果

| | | Reference (BAU) | Least Cost | Generation Target | Feed-in Tariff | High Efficiency | Electricity Tariff IRR5% |
|--|-----------|--------------------|------------|----------------------|-------------------|--------------------|--------------------------------|
| Amount till 2050 | | | | | | | |
| Total Cost | bil. US\$ | 579 | 432 | 581 | 579 | 560 | 629 |
| Total Revenue | bil. US\$ | 1,257 | 924 | 1,333 | 1,257 | 1,210 | 609 |
| Profit | bil. US\$ | 678 | 493 | 752 | 678 | 650 | -20 |
| Profit Mark-up Ratio | % | 217 | 214 | 230 | 217 | 216 | 97 |
| Subsidies including FITs | bil. US\$ | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Gov't Total Net Inflow | bil. US\$ | 678 | 493 | 752 | 678 | 650 | -20 |
| Tariff & Cost | | | | | | | |
| Electricity Tariff (2030) | ₱ /kWh | 21.4 | 13.5 | 22.9 | 21.4 | 19.8 | 8.5 |
| Electricity Tariff (2050) | ₱ /kWh | 21.4 | 15.6 | 22.9 | 21.4 | 20.7 | 9.7 |
| Unit Cost (2030) | ₱ /kWh | 11.5 | 7.3 | 12.5 | 11.5 | 10.7 | 10.8 |
| Unit Cost (2050) | ₱ /kWh | 9.9 | 7.0 | 10.0 | 9.9 | 9.5 | 9.5 |
| Electricity Demand (2050) | TWh | 425 | 439 | 422 | 425 | 426 | 464 |
| Cumulative Additional Electricity Generation | TWh | 5,871 | 6,172 | 5,819 | 5,871 | 5,910 | 6,595 |
| Cumulative Additional Fossil Fuel Consumption | Mil.toe | 1,221 | 1,113 | 1,184 | 1,221 | 982 | 1,402 |
| Coal | Mil.toe | 888 | 1,113 | 981 | 888 | 734 | 1,078 |
| Oil | Mil.toe | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 7 |
| Natural Gas | Mil.toe | 333 | 0 | 203 | 333 | 233 | 316 |
| CO ₂ Emissions | Mil.t-c | 1,117 | 1,158 | 1,138 | 1,117 | 910 | 1,310 |
| Fossil-Fuel Intensity | kg/kWh | 0.208 | 0.180 | 0.203 | 0.208 | 0.166 | 0.213 |
| Generation Mix (2030) | | | | | | | |
| Coal | % | 45.8% | 61.1% | 50.9% | 45.8% | 49.1% | 51.7% |
| Oil | % | 2.8% | 2.7% | 2.9% | 2.8% | 2.8% | 3.1% |
| Natural Gas | % | 41.8% | 7.4% | 29.2% | 41.8% | 34.8% | 36.3% |
| Hydro | % | 5.6% | 24.9% | 7.0% | 5.6% | 9.3% | 5.3% |
| Nuclear | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Geothermal | % | 4.0% | 3.8% | 8.0% | 4.0% | 3.9% | 3.6% |
| Biomass | % | 0.0% | 0.0% | 1.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Other NRE | % | 0.0% | 0.0% | 1.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Total | % | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% |
| Generation Mix (2050) | | | | | | | |
| Coal | % | 69.9% | 77.9% | 76.4% | 69.9% | 72.3% | 74.8% |
| Oil | % | 0.5% | 0.5% | 0.5% | 0.5% | 2.3% | 0.7% |
| Natural Gas | % | 26.3% | 1.4% | 13.8% | 26.3% | 19.6% | 21.5% |
| Hydro | % | 2.5% | 19.5% | 2.8% | 2.5% | 5.1% | 2.4% |
| Nuclear | % | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Geothermal | % | 0.7% | 0.7% | 2.8% | 0.7% | 0.7% | 0.6% |
| Biomass | % | 0.0% | 0.0% | 1.9% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Other NRE | % | 0.0% | 0.0% | 1.8% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |
| Total | % | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% |

上記の表で累計コスト総額とは2014年から2050年までに発生する発送電コストの総額である。累計収入総額は2014年から2050年までの電力販売の総売上額である。総収入と総費用の差額が電力事業の利益もしくは損失を示す。もし国営電力会社が利益をあげていない場合には、政府もしくはそれに代わる誰かが損失を補填することになる。フィリピンでは電力料金が平均21米セント/kWhとアジアでも最高のレベルにあるため、全てのシナリオで巨額の利益が計上されている。現在の価格でさえ、モデルで計算された2050年のコスト単価を上回っている。表5.3.1に示すよ

うに、2050年の発電コスト単価は7.0-10.6セント/kWhという数値が計算されている。

それぞれのシナリオの詳細について以下説明する。

5.3.1 リファレンス・シナリオ (BAU)

本シナリオで想定した2050年のフィリピンの発電電力量は425TWhで、これは現在の日本の発電量の約1/3に相当する。その他の前提条件は下記のとおりである。

- ① 電源構成に占める天然ガス火力の比率は、国産ガス+輸入で供給が賄われるものとして、現在の比率が維持されるものとする。
- ② 水力発電と地熱発電は現在想定されている潜在資源量を越えないものとする。
- ③ 2030年より原子力が導入されるものとする。

また、既存の発電所は2014年以降次第にフェーズアウトし、20年間でその能力は半減するものとする。

図5.3.1に、上記の制約条件を前提に最小コストを目的関数として計算したリファレンス・シナリオの電源構成を示す。2050年には電源の過半が石炭火力となり(69.9%)、続いて天然ガス火力(26.3%)、水力(2.5%)、地熱(0.7%)、石油火力(0.5%)の順となる。

2050年までの対象期間の総累計コストと総累計収入は、それぞれ5,790億ドルと1兆2,570億ドルで、6,780億ドルの黒字という計算結果である。

CO₂排出量は石炭火力の大幅な増加により2020年の640万炭素トンから2050年には836万炭素トンへと大幅に増え、2050年までの累計排出量は11億1,700万炭素トンとなる。CO₂排出量と発電の経済性のバランスをどのようにとるかはフィリピン国の長期エネルギー政策を策定する上での重要な課題の一つといえよう。

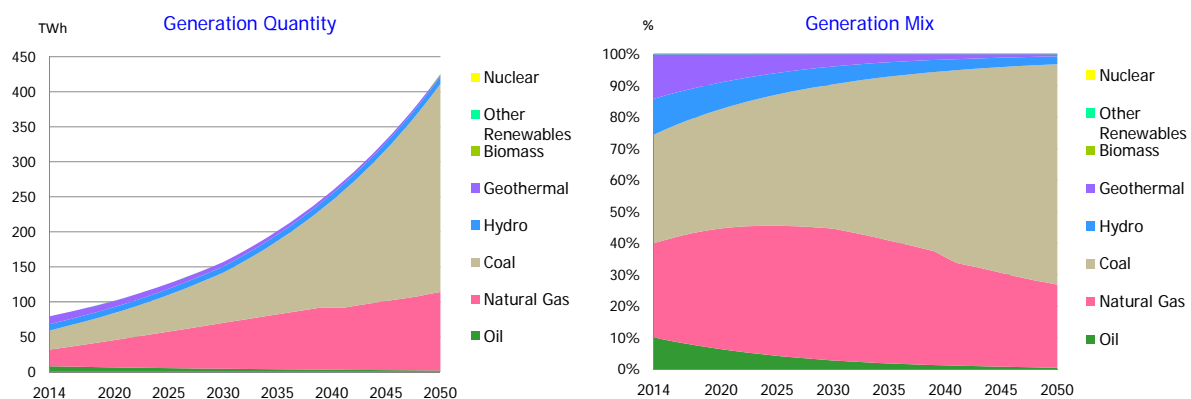


図 5.3.1 リファレンス・シナリオ:フィリピン

5.3.2 最小コスト・シナリオ

本シナリオで想定した2050年のフィリピンの発電電力量はリファレンス・シナリオと同じである。その他の前提条件は下記のとおりである。

- ① 電源構成に占める天然ガス火力の比率は、現在の比率に固執しない。

② 水力発電と地熱発電は現在想定されている潜在資源量を越えないものとする。

③ 2030年より原子力が導入されるものとする。

また、既存の発電所は2014年以降次第にフェーズアウトし、20年間でその能力は半減するものとする。

図 5.3.2 に、上記の制約条件を前提に最小コストを目的関数として計算した最小コスト・シナリオの電源構成を示す。2050年には電源の大半が石炭火力となり(77.9%)、続いて水力(19.5%)、天然ガス火力(1.4%)、地熱(0.7%)、石油火力(0.5%)の順となる。

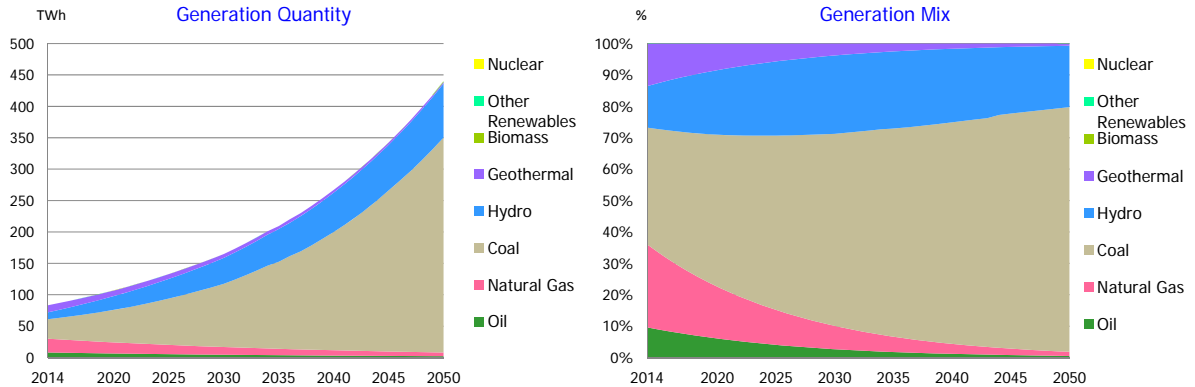


図 5.3.2 最小コスト・シナリオ:フィリピン

2050年までの対象期間の総累計コストと総累計収入は、それぞれ4,320億ドルと9,240億ドルで、4,930億ドルの黒字という計算結果である。CO₂排出量は石炭火力の大幅な増加により2020年の780万炭素トンから2050年には813万炭素トンへと大幅に増え、2050年までの累計排出量は11億5,800万炭素トンとなる。

5.3.3 発電目標シナリオ

本シナリオでの2050年のフィリピンの発電電力量はリファレンス・シナリオと同じとする。そして、制約条件として、2030年の電源構成の目標を水力7.0%、地熱8.0%、バイオマス1.0%、太陽光1.0%に設定する。その他の制約条件はリファレンス・シナリオと同じとする。

また、既存の発電所は2014年以降次第にフェーズアウトし、20年間でその能力は半減するものとする。

図 5.3.3 に、上記の制約条件を前提に最小コストを目的関数として計算した電源構成を示す。2050年には電源の大半が石炭火力となり(76.4%)、続いて天然ガス火力(13.8%)、地熱(2.8%)、水力(2.8%)、バイオマス(1.9%)、石油火力(0.5%)の順となる。

2050年までの対象期間の総累計コストと総累計収入は、それぞれ5,810億ドルと1兆3,330億ドルで、7,520億ドルの黒字という計算結果である。CO₂排出量はリファレンス・シナリオより2%増えて、2050年までの累計排出量は11億3,800万炭素トンとなる。

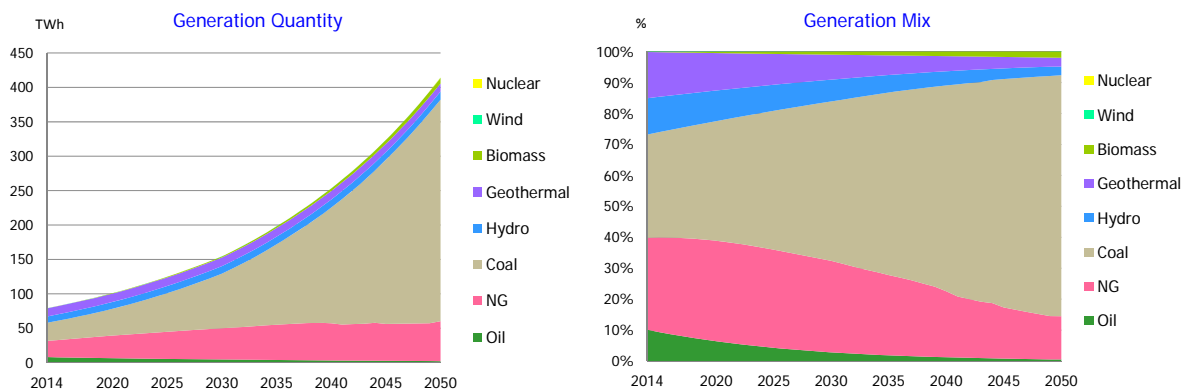


図 5.3.3 発電目標シナリオ:フィリピン

5.3.4 FIT シナリオ

このシナリオでは、FIT を風力には 19 セント/kWh、太陽光には 22 セント/kWh、バイオマスには 15 セント/kWh と設定する。その他の条件は、

- 2050 年の電力需要は 430TWh でリファレンス・シナリオと同じとし、
- その他の制約条件もリファレンス・シナリオと同じに設定する。

また、既存の発電所は 2014 年以降次第にフェーズアウトし、20 年間でその能力は半減するものとする。

図 5.3.4 に、上記の制約条件を前提に最小コストを目的関数として計算した電源構成を示す。2050 年には電源の大半が石炭火力となり (69.9%)、続いて天然ガス火力 (26.3%)、水力 (2.5%)、地熱 (0.7%)、石油火力 (0.5%) の順となる。この電源構成はリファレンス・シナリオと同じで、再生可能エネルギーに対して上記のような FIT を設定しても、再生可能エネルギーの導入は進まない。ここで想定した FIT の額は不十分ということである。

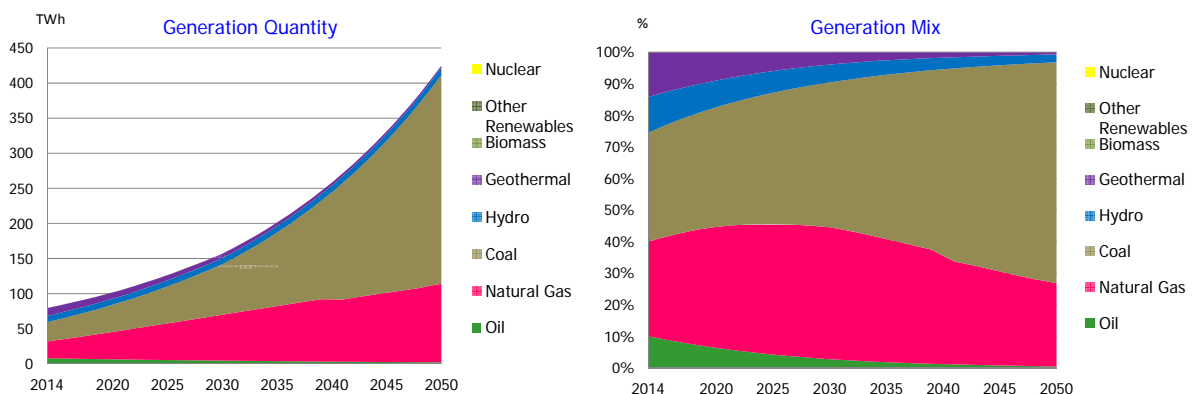


図 5.3.4 FIT シナリオ:フィリピン

2050 年までの対象期間の総累計コストと総累計収入は、それぞれ 5,790 億ドルと 1 兆 2,570 億

ドルで、6,780 億ドルの黒字という計算結果である。CO₂ 排出量はリファレンス・シナリオと同じで、2050 年までの累計排出量は 11 億 1,700 万炭素トンとなる。

5.3.5 高効率発電シナリオ

このシナリオでは 2050 年の発電需要はリファレンス・シナリオと同じとし、新規電源の目標発電効率を天然ガス火力では 60%、石炭火力では 45% に設定する。その他の制約条件はリファレンス・シナリオと同じとし、既存の発電所は 2014 年以降次第にフェーズアウトし、20 年間でその能力は半減するものとする。

図 5.3.5 に、上記の制約条件を前提に最小コストを目的関数として計算した高効率発電シナリオでの電源構成を示す。2050 年には電源の大半は石炭火力で (72.3%)、続いて天然ガス火力 (19.6%)、水力 (5.1%)、石油火力 (2.3%)、地熱 (0.7%) の順となる。

2050 年までの対象期間の総累計コストと総累計収入は、それぞれ 5,600 億ドルと 1 兆 2,100 億ドルで、6,500 億ドルの黒字という計算結果である。リファレンス・シナリオでは安価だが効率の低いプラントが大量に選択されている。図 5.3.5 に示すように、最も高効率のプラント (効率 60% の CCGT と効率 45% の USC) のみが選択されるという条件を課すと、コスト総額はリファレンス・シナリオよりも 3.5% 低くなる。しかしながら財務的コストが高くなるため、リファレンス・シナリオでは高効率プラントが選択されていない。

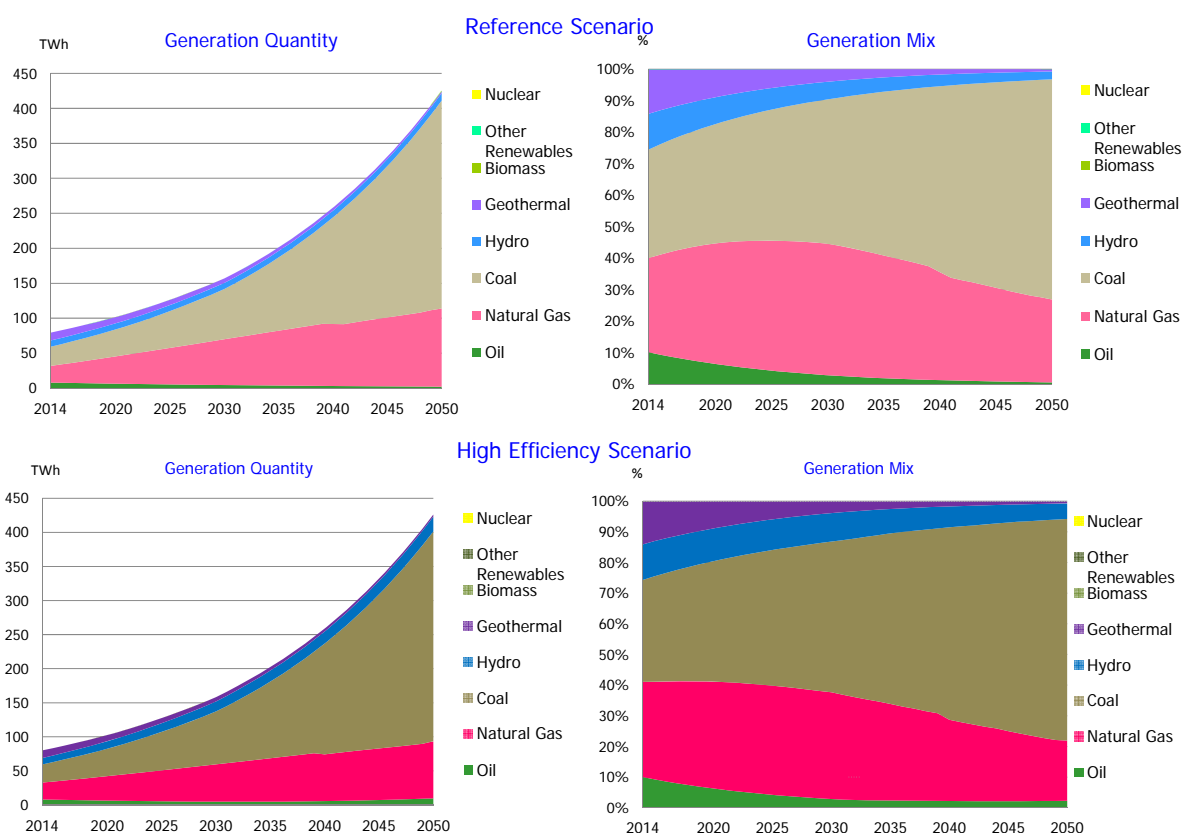


図 5.3.5 高効率発電シナリオ:フィリピン

リファレンス・シナリオと比較して化石燃料消費量は 19.5%、CO₂ 排出量は 18.5%の減少となる。化石燃料の輸入依存率と CO₂ 排出量の両方をコントロールする手段としては、高効率プラントの導入は全てのシナリオの中で最も有効な手段である。

5.3.6 IRR 5% での電力料金設定シナリオ

このシナリオでは 2050 年の所要発電量はリファレンス・シナリオと同じとし、電力料金は事業者の IRR を 5%とする水準に設定するものとする。その他の条件はリファレンス・シナリオと同じとする。既存の発電所は 2014 年以降次第にフェーズアウトし、20 年間でその能力は半減するものとする。

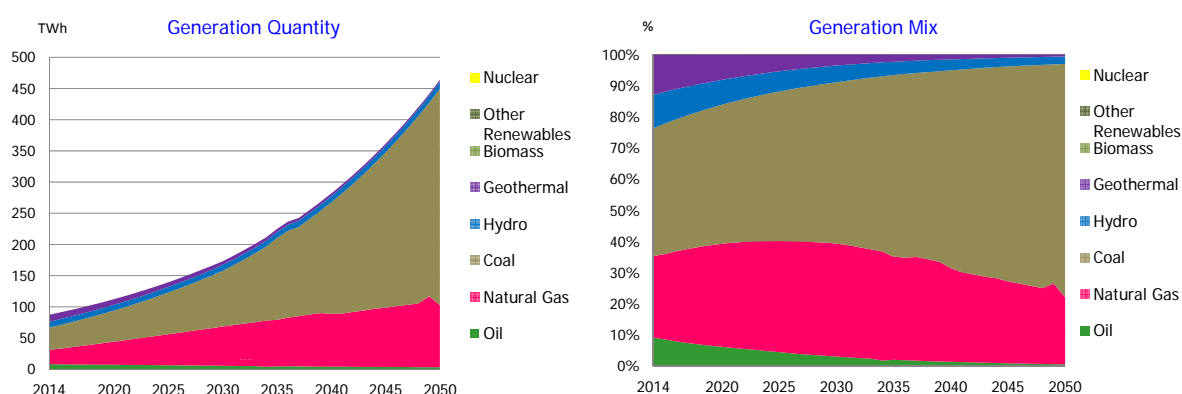


図 5.3.6 IRR 5% での電力料金設定シナリオ:フィリピン

図 5.3.5 に、上記の制約条件を前提に最小コストを目的関数として計算した IRR5%での電力料金設定シナリオでの電源構成を示す。2050 年には電源の大半は石炭火力で (74.8%)、続いて天然ガス火力 (21.5%)、水力 (2.4%)、石油火力 (0.5%)、地熱 (0.6%) の順となる。

2050 年までの対象期間の総累計コストと総累計収入は、それぞれ 6,290 億ドルと 6,090 億ドルで、200 億ドルの赤字という計算結果である。2050 年までの平均電力料金は 9.5 セント/kWh で、これは現在の半分の電力料金である。2050 年までの CO₂ 累積排出量は 13 億 1,000 万炭素トンにのぼり、全てのシナリオの中で最大となる。

5.4 ASEAN

5.4.1 一般的な前提条件

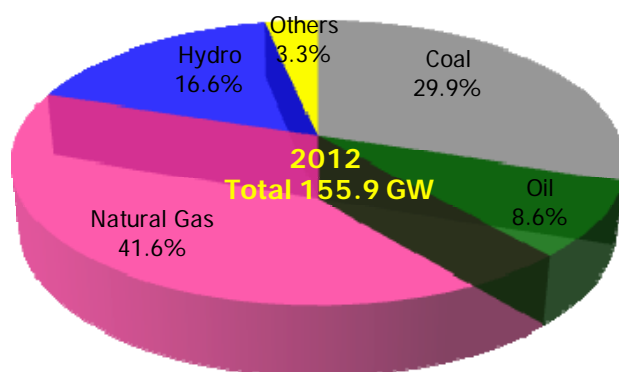
ASEAN 諸国の電力部門の現状は概ね下記のとおりである。

- 1) IEA および国連の統計によれば、2011 年の ASEAN10 ヶ国の最終電力需要は 616TWh で、そのうち産業用は 41.1%、業務用が 27.7%、家庭用が 30.1%で、残り 1%がその他の用途で使用された。
- 2) IEA 統計によれば、同年の総発電量は 694TWh で、そのうち 216TWh (33%)が石炭火力、307TWh (46%)が天然ガス火力、71TWh (7%)が石油火力によるもので、水力が 73TWh (9%)、

地熱が 19TWh (4%)、その他（バイオマスが主力）が 8TWh (1%)であった。

3) 各国の統計や発表資料などによると、2012年のASEAN10ヶ国の発電能力は156GWで、そのうち石炭火力が29.9%、天然ガス火力が41.6%、石油火力が8.6%で、水力16.6%、その他（地熱、バイオマス、風力、太陽光など）が3.3%であった。

4) また、様々なデータを基に推計すると全ASEAN地域の2012年の電力料金は、概ね産業用が10.5セント/kWh、業務用が11.3セント/kWh、家庭用が11.0セント/kWh程度であった。



Source: National statistics and other information

図 5.4.1 ASEAN 諸国の電源構成 (2012)

所内消費や送電ロスを含む全ASEAN地域の所要発電量は2030年には1778TWhに(2011-2030年の間の平均成長率は4.9%)、2050年には3504TWh(2030-2050年の間の成長率は3.5%)に増加すると想定した。ここでは、最近のトレンドを勘案して、日本エネルギー経済研究所の2013年版アジア/世界エネルギーアウトルックの見通しよりもやや高めの需要見通しを採用した。

表 5.4.1 リファレンス・シナリオの電源構成見通し

| | Electricity Demand | | | | | Composition | | |
|------------------|--------------------|--------|--------|---------|---------|-------------|-------|-------|
| | 2014 | 2030 | 2050 | 14-->30 | 30-->50 | 2014 | 2030 | 2050 |
| | TWh | TWh | TWh | % | % | % | % | % |
| Oil | 34.8 | 56.7 | 9.0 | 163 | 16 | 4.1 | 3.2 | 0.3 |
| Natural Gas | 364.4 | 788.1 | 1302.2 | 216 | 165 | 43.4 | 44.3 | 37.2 |
| Coal | 203.3 | 657.1 | 1617.1 | 323 | 246 | 24.2 | 37.0 | 46.1 |
| Hydro | 232.4 | 165.3 | 400.2 | 71 | 242 | 27.7 | 9.3 | 11.4 |
| Geothermal | 2.2 | 36.1 | 42.5 | 1,669 | 118 | 0.3 | 2.0 | 1.2 |
| Biomass | 1.6 | 20.1 | 26.4 | 1,235 | 131 | 0.2 | 1.1 | 0.8 |
| Other Renewables | 0.8 | 14.4 | 30.4 | 1,700 | 212 | 0.1 | 0.8 | 0.9 |
| Nuclear | 0.0 | 40.0 | 76.7 | ** | 192 | 0.0 | 2.3 | 2.2 |
| Total | 839.6 | 1777.9 | 3504.4 | 212 | 197 | 100.0 | 100.0 | 100.0 |
| Fossil Fuels | 602.6 | 1502.0 | 2928.3 | 249 | 195 | 71.8 | 84.5 | 83.6 |

上記のような背景と第4章で説明したプラント・コストや燃料価格などの一般的な前提条件を元にリファレンス・ケースを流した。その他の主な前提条件は次のとおりである。

- 1) 資源量と建設期間の制約を考慮し、水力の最大発電容量は2030年では165TWh/年、2050年では400TWh/年と想定する。
- 2) 地熱発電の最大容量は2030年では74TWh/年、2050年では156TWh/年と想定する。

3) 原子力発電の最大容量は2030年では7GWもしくは40TWh/年、2050年では13GWもしくは77TWh/年と想定する。建設対象国はベトナム、インドネシア、フィリピンである。

リファレンス・ケースのシミュレーション結果は表5.4.1と図5.4.2に示すとおりである。

リファレンス・シナリオの下では、化石燃料がASEANの電源構成の主力を構成する状態が継続する。大規模水力発電の候補地が次第に少なくなるため、化石燃料比率は現在の70%程度から80%台へとむしろ上昇する。その他の再生可能エネルギーも大きく増加するが、2050年に至っても電源構成に占めるシェアは比較的低いレベルにとどまる。化石燃料を効率的に利用するため、A-USCやCCGT等の先進型プラントが積極的に導入されるだろう。その他の重要な指標として、発電単価やCO₂排出量等を表5.4.2に整理した。

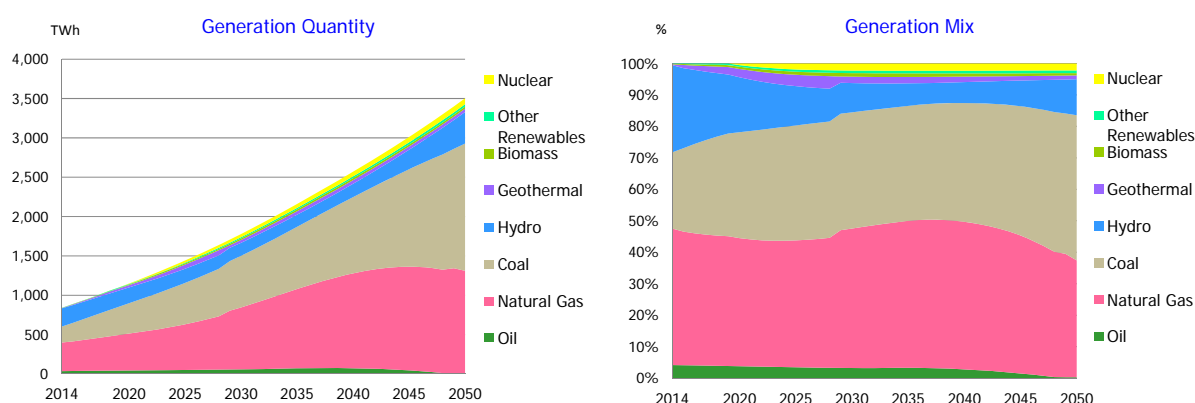


図 5.4.2 リファレンス・シナリオ:ASEAN

表 5.4.2 主要指標: リファレンス・シナリオ

| Item | Unit | Value |
|--------------------------|-----------|---------|
| Total Cost | bil. US\$ | 6375.6 |
| Fuel Cost | bil. US\$ | 145.9 |
| Subsidies including FITs | bil. US\$ | 0.0 |
| Gov't Total Net Inflow | bil. US\$ | 0.0 |
| Tariff & Cost | | |
| Electricity Tariff | ¢/kWh | 9.58 |
| Unit Cost | ¢/kWh | 10.98 |
| Electricity Demand | TWh | 3504.41 |
| CO2 Emissions | Mil.t-c | 7,762 |
| Fossil-Fuel Intensity | kg/kWh | 0.133 |

5.4.2 発電効率改善シナリオ

発電効率改善シナリオでは、2014年以降に導入される高効率発電所は全て現在達成されている最高効率のものが採用されると仮定した。すなわち、天然ガス火力では熱効率60%、石炭火力では45%、石油火力（ディーゼル）では36%を想定した。シミュレーションの結果は前提条件をそ

のまま反映しており、投資総額は古い型のプラント、すなわち石炭火力の熱効率 35%、天然ガス火力 45%、石油火力 30%を採用する場合に比べて増加する。低効率プラント・ケースの投資額 1 兆 2,730 億ドルに比べて、高効率プラント・ケースの投資額は 1 兆 7,400 億ドルとなり、4,670 億ドルもしくは 37%増加する。一方、燃料消費は削減されるので、燃料費を含む総発電費用は 6,110 億ドル少なくなる。CO₂ 累積排出量はリファレンス・シナリオの 77 億 6,200 万炭素トン、低効率シナリオの 85 億 6,500 万炭素トンに比べて、高効率シナリオでは 65 億 5,100 万炭素トンに減少する。

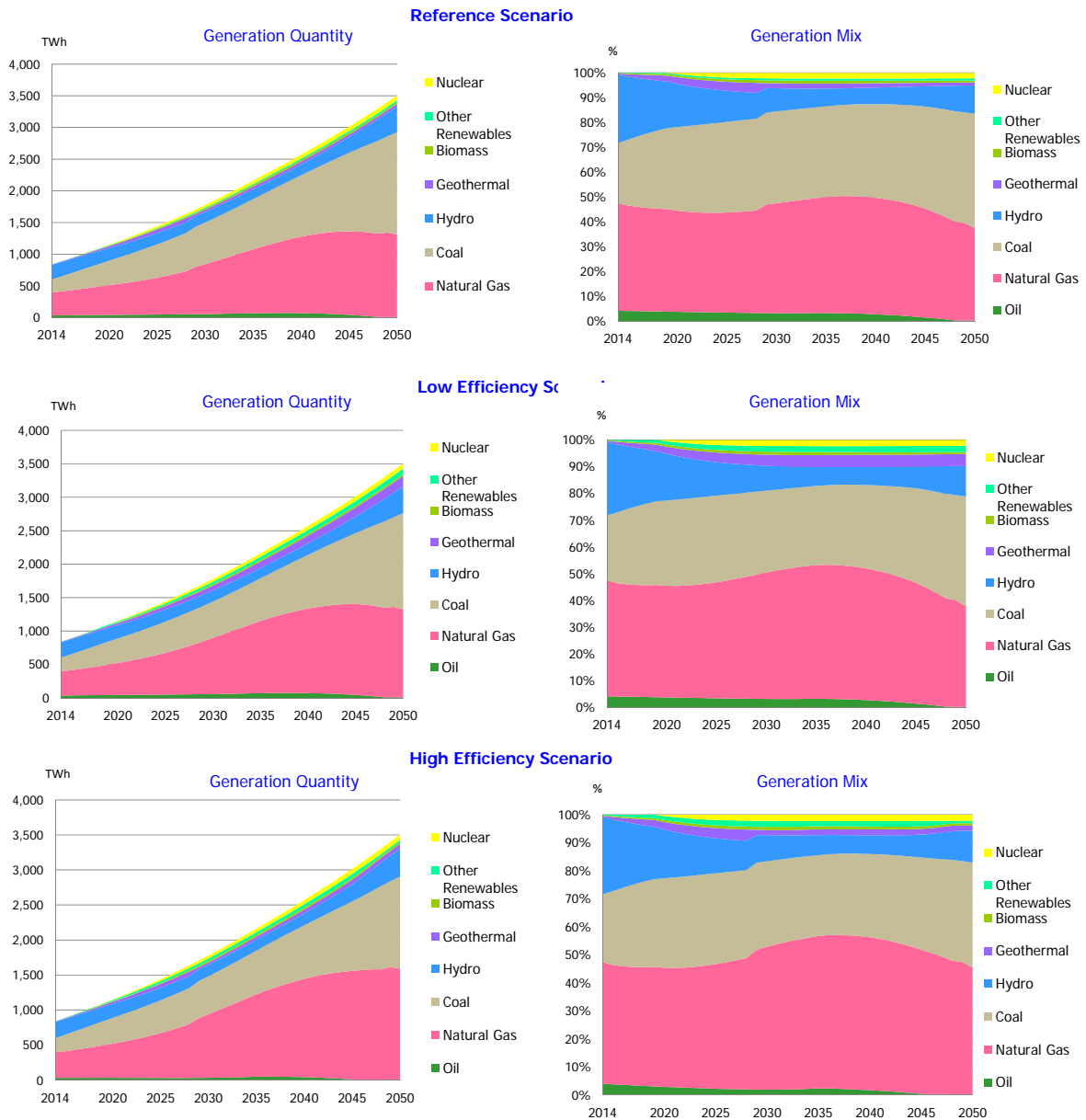


図 5.4.3 発電効率の異なるシナリオの比較:ASEAN

ここに示したように、高効率天然ガス火力は燃料費が高いにもかかわらず石炭火力や地熱に対

して強い競争力を持っており、電源構成のなかでその採用が次第に増える方向にある。初期投資の額を抑えることよりも、プラントの寿命の全期間にわたるコスト総額を重視することが大切である。このような電源選択を可能にするため、発電会社に対して長期の融資や信用の供与を行うことが大切である。これらのシミュレーション結果の比較を図 5.4.3 と表 5.4.3 に示す。

表 5.4.3 発電効率改善の比較

| Case | | Reference | A-1 | A-2 |
|-------------------------------------|-----------|-----------|-----------------|----------------|
| Policy set | | Reference | High Efficiency | Low Efficiency |
| Amount till 2050 | | | | |
| Total Cost | bil. US\$ | 6,376 | 6,504 | 7,115 |
| Fuel Cost | bil.toe | 146 | 153 | 181 |
| Tariff & Cost | | | | |
| Electricity Tariff (2030) | ¢/kWh | 12.1 | 12.4 | 13.5 |
| Electricity Tariff (2050) | ¢/kWh | 9.6 | 9.9 | 10.6 |
| Unit Cost (2030) | ¢/kWh | 11.9 | 12.1 | 13.2 |
| Unit Cost (2050) | ¢/kWh | 11.0 | 11.2 | 12.2 |
| Cummulative Electricity Generation | TWh | 3,293 | 3,293 | 3,293 |
| Cummulative Fossil Fuel Consumption | Mil.toe | 9,106 | 8,200 | 10,531 |
| Coal | Mil.toe | 5,263 | 3,848 | 5,189 |
| Oil | Mil.toe | 284 | 119 | 330 |
| Natural Gas | Mil.toe | 3,559 | 4,233 | 5,011 |
| CO ₂ Emissions | Mil.t-c | 7,762 | 6,551 | 8,565 |
| Fossil-Fuel Intensity | kg/kWh | 0.13 | 0.12 | 0.16 |
| Generation Mix (2030) | | | | |
| Coal | % | 37.0% | 30.5% | 30.5% |
| Oil | % | 3.2% | 1.9% | 3.2% |
| Natural Gas | % | 44.3% | 50.9% | 47.3% |
| Hydro | % | 9.3% | 9.3% | 9.3% |
| Nuclear | % | 2.3% | 2.3% | 2.3% |
| Geothermal | % | 2.0% | 1.8% | 4.2% |
| Biomass | % | 1.1% | 1.1% | 1.1% |
| Other NRE | % | 0.8% | 2.1% | 2.1% |
| Total | % | 100% | 100.0% | 100.0% |
| Generation Mix (2050) | | | | |
| Coal | % | 46.1% | 37.4% | 41.1% |
| Oil | % | 0.3% | 0.3% | 0.3% |
| Natural Gas | % | 37.2% | 45.2% | 37.5% |
| Hydro | % | 11.4% | 11.4% | 11.4% |
| Nuclear | % | 2.2% | 2.2% | 2.2% |
| Geothermal | % | 1.2% | 1.9% | 4.5% |
| Biomass | % | 0.8% | 0.8% | 0.8% |
| Other NRE | % | 0.9% | 0.9% | 2.3% |
| Total | % | 100% | 100.0% | 100.0% |

5.4.3 GHG 削減シナリオ

地球温暖化ガス排出量の削減はエネルギー効率向上と省エネ、また、電源構成における燃料転

換、特に石炭火力の抑制によって進められる。再生可能エネルギーの導入もその手段の一つであるが、発電コストが高いため、短期間では化石燃料発電や原子力発電に置き換わることは難しいと考えられる。原子力は地球温暖化ガス削減の見地からはもっとも有力な手段である。しかしながら、福島第一原子力で事故が発生したことも影響して、2030年以前に ASEAN 諸国で原子力を大規模に導入するのは困難になってきた。GHG 削減シナリオと原子力推進シナリオの比較を表 5.4.4 に示す。

表 5.4.4 GHG 削減シナリオの比較

| Policy set | | Reference | GHG Reduction | Nuclear Promote |
|-------------------------------------|-----------|-----------|---------------|-----------------|
| Amount till 2050 | | | | |
| Total Cost | bil. US\$ | 6,376 | 6,719 | 6,479 |
| Fuel Cost | bil.toe | 146 | 174 | 119 |
| Electricity Cost | | | | |
| Unit Cost (2030) | ¢/kWh | 11.9 | 12.5 | 12.0 |
| Unit Cost (2050) | ¢/kWh | 11.0 | 11.6 | 11.2 |
| Cummulative Electricity Generation | TWh | 3,293 | 3,293 | 3,293 |
| Cummulative Fossil Fuel Consumption | Mil.toe | 9,106 | 8,421 | 8,307 |
| Coal | Mil.toe | 5,263 | 2,973 | 5,261 |
| Oil | Mil.toe | 284 | 284 | 284 |
| Natural Gas | Mil.toe | 3,559 | 5,164 | 2,762 |
| CO ₂ Emissions | Mil.t-c | 7,762 | 6,312 | 7,298 |
| Fossil-Fuel Intensity | kg/kWh | 0.13 | 0.12 | 0.13 |
| Generation Mix (2030) | | | | |
| Coal | % | 37.0% | 22.9% | 37.0% |
| Oil | % | 3.2% | 3.2% | 3.2% |
| Natural Gas | % | 44.3% | 56.3% | 37.8% |
| Hydro | % | 9.3% | 9.3% | 9.3% |
| Nuclear | % | 2.3% | 2.3% | 9.0% |
| Geothermal | % | 2.0% | 4.2% | 1.8% |
| Biomass | % | 1.1% | 1.1% | 1.1% |
| Other NRE | % | 0.8% | 0.8% | 0.8% |
| Total | % | 100% | 100% | 100% |
| Generation Mix (2050) | | | | |
| Coal | % | 46.1% | 27.7% | 46.0% |
| Oil | % | 0.3% | 0.3% | 0.3% |
| Natural Gas | % | 37.2% | 55.6% | 26.9% |
| Hydro | % | 11.4% | 11.4% | 11.4% |
| Nuclear | % | 2.2% | 2.2% | 12.9% |
| Geothermal | % | 1.2% | 1.2% | 0.9% |
| Biomass | % | 0.8% | 0.8% | 0.8% |
| Other NRE | % | 0.9% | 0.9% | 0.9% |
| Total | % | 100% | 100.0% | 100.0% |

GHG 削減シナリオでは、リファレンス・シナリオで算定される 77 億 6,200 万炭素トンの CO₂ 排出量を 15%以上削減することを想定する。その結果、当然のことだが、石炭火力が減少する。

このシナリオを実現するには石炭火力のシェアを 2030 年には 37.0%から 22.9%に、2050 年では 46.1%から 27.7%に引き下げなければならない。石炭火力の代わりにガス火力が入り、燃料費支出を 3,430 億ドル押し上げる。健全な社会・経済の発展を進めるうえでこれだけ巨額の金額を消費者に全面的に転嫁すべきかどうかはかなり議論の多いところではないかと思われる。

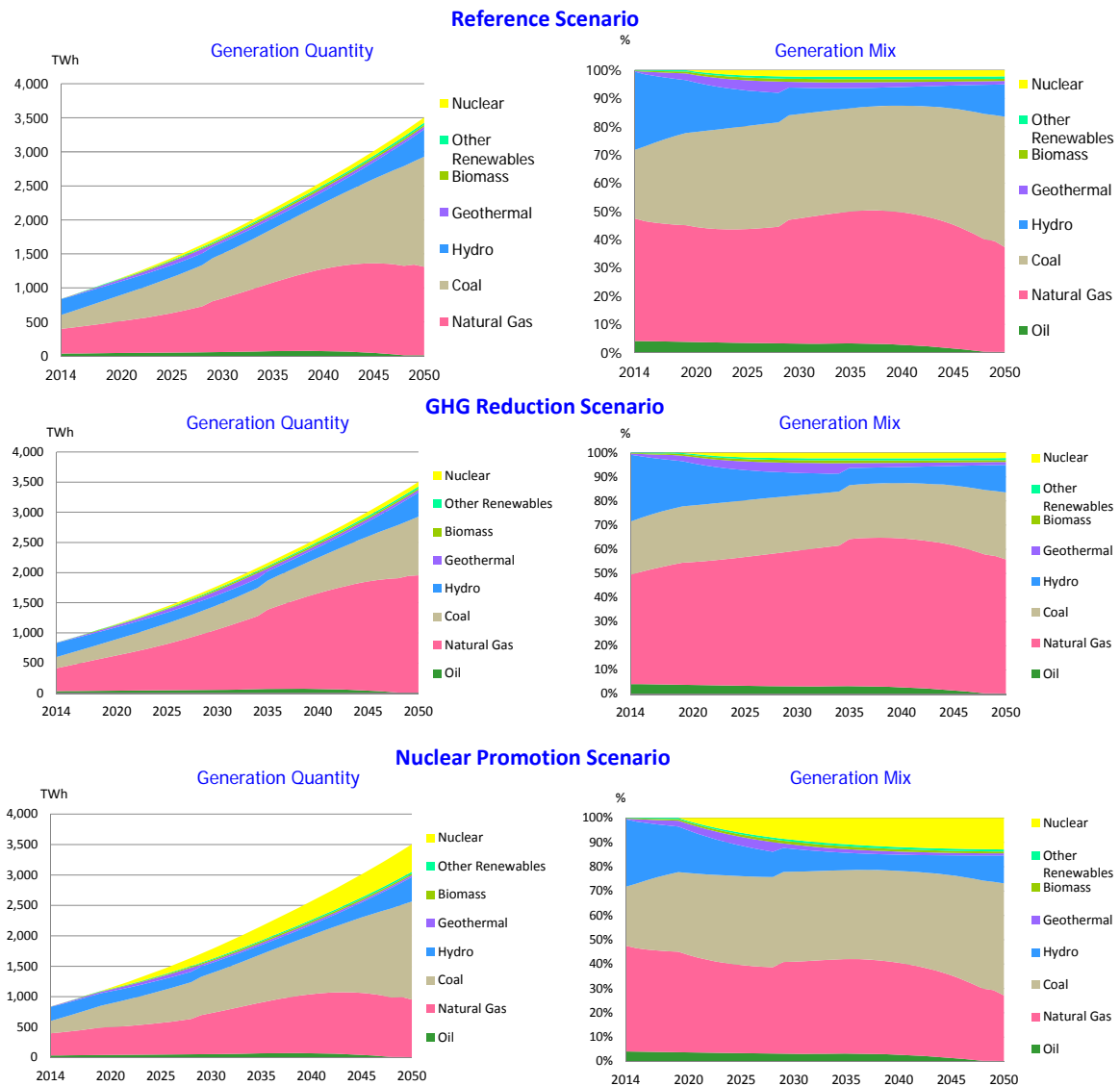


図 5.4.4 GHG 削減と原子力推進のシナリオ:ASEAN

原子力発電推進シナリオでは、2030 年以降 ASEAN 諸国で原子力が積極的に導入されるものと想定した。その結果、2050 年の ASEAN 諸国における原子力発電の規模はリファレンス・シナリオの 13.0 GW から 28.5 GW に増加する。石炭火力が減少するためリファレンス・シナリオに比べて CO₂ 排出量は 6%少なくなり、発電コストも大幅引き下げとなる。発電コストはリファレンス・シナリオよりやや高いが、GHG 削減シナリオよりは安くなる。原子力の積極導入は ASEAN 諸国の輸入依存度を引き下げる効果もあるので、エネルギー安全保障を推進する重要な手段になると考えられる。

5.4.4 再生可能エネルギー導入促進シナリオ

再生可能エネルギー導入促進シナリオでは、再生可能エネルギーは将来の重要なエネルギー供給手段であり、技術進歩と普及の進展でコストも徐々に低下すると想定した。しかしながら、現在のところは発電設備の導入や運転に対して補助金を必要としている。本シナリオでは、リファレンス・シナリオに比べて風力や太陽光などによる再生可能エネルギーのシェアが 1%程度増えるものと想定して、CO₂削減効果および補助金の必要額を算定した。

表 5.4.5 再生可能エネルギー促進シナリオ:ASEAN

| Policy set | | Reference | Renewable Promote |
|---------------------------|-----------|-----------|-------------------|
| Amount till 2050 | | | |
| Total Cost | bil. US\$ | 6,376 | 6,331 |
| Fuel Cost | bil.toe | 146 | 152 |
| Subsidies incuding FITs | bil. US\$ | 0 | -142.9 |
| Gov't Total Net Inflow | bil. US\$ | 0 | -142.9 |
| Electricity Cost | | | |
| Unit Cost (2030) | ¢/kWh | 11.9 | 12.1 |
| Unit Cost (2050) | ¢/kWh | 11.0 | 11.1 |
| CO ₂ Emissions | | | |
| | Mil.t-c | 7,762 | 7,104 |
| Fossil-Fuel Intensity | | | |
| | kg/kWh | 0.13 | 0.13 |
| Generation Mix (2030) | | | |
| Coal | % | 37.0% | 31.4% |
| Oil | % | 3.2% | 2.6% |
| Natural Gas | % | 44.3% | 49.3% |
| Hydro | % | 9.3% | 9.3% |
| Nuclear | % | 2.3% | 2.3% |
| Geothermal | % | 2.0% | 2.0% |
| Biomass | % | 1.1% | 1.1% |
| Other NRE | % | 0.8% | 1.9% |
| Total | % | 100% | 100.0% |
| Generation Mix (2050) | | | |
| Coal | % | 46.1% | 40.2% |
| Oil | % | 0.3% | 0.3% |
| Natural Gas | % | 37.2% | 42.5% |
| Hydro | % | 11.4% | 10.9% |
| Nuclear | % | 2.2% | 2.2% |
| Geothermal | % | 1.2% | 1.2% |
| Biomass | % | 0.8% | 0.8% |
| Other NRE | % | 0.9% | 2.0% |
| Total | % | 100% | 100.0% |

本シナリオでは、2030年の風力と太陽光発電の全電源構成に占めるシェアは 1.9%、発電容量は 15.5GW となり、年間発電量は 34 TWh となる。2050年ではシェアは 4.6%、発電容量は 32.7GW、発電電力量は 71TWh に達する。

風力と太陽光の導入促進シナリオでは、2050年までの補助金投入額累計は1,430億ドルになるが、全体のコストはリファレンス・シナリオより450億ドル安くなる。また、CO₂排出量では、リファレンス・シナリオの77億6,200万炭素トンより6億5,800万炭素トン少ない71億400万炭素トンとなり、CO₂削減効果はかなり高いといえよう。

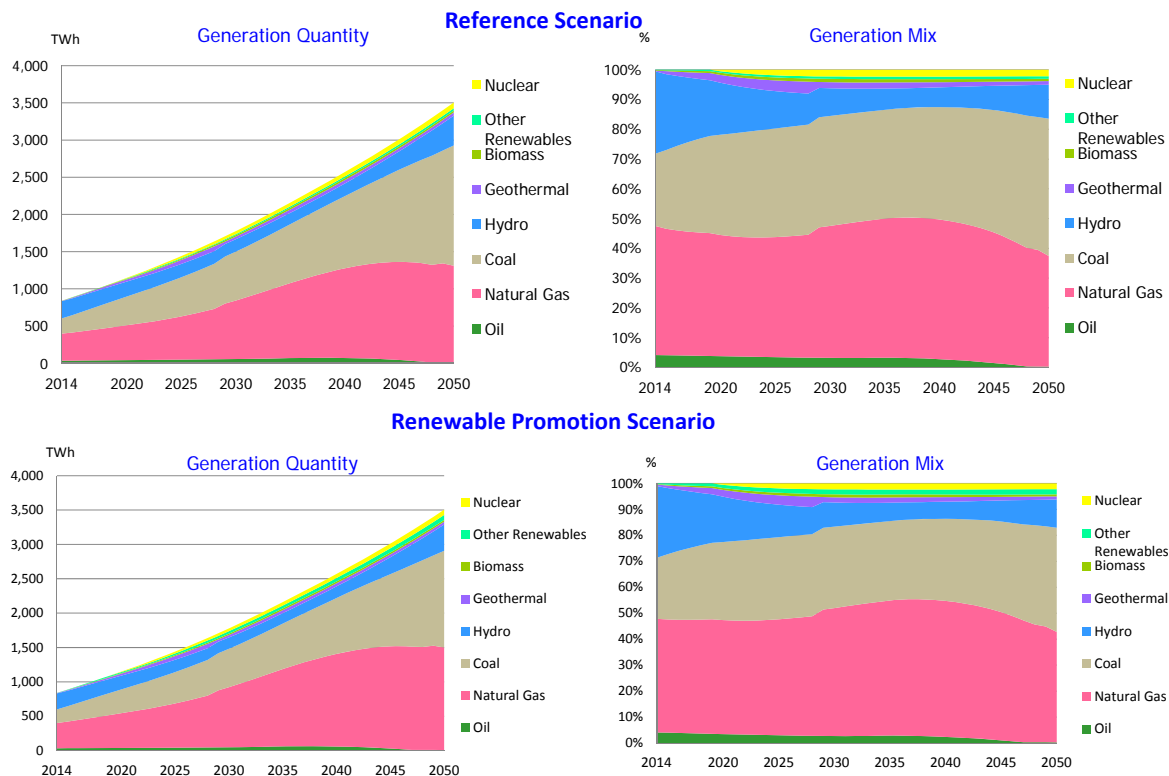


図 5.4.5 再生可能エネルギー促進シナリオ:ASEAN

一方、設備費の高さを反映して他のシナリオより高くなり、低所得国にとって受け入れやすいシナリオかどうかについては疑問が残る。しかし、2030年以降になると技術進歩と大規模な普及により電力コストは次第に低下の方向に向かい、再生可能エネルギーの経済性は徐々に高まるものと期待される。

ただし、風力と太陽光を積極的に導入するには、その国の地理的位置、気候や自然条件、効率的なグリッド運営がなされているかどうか、政府の側に補助金を出すだけの財政能力があるかどうかなどの面で好ましい条件が存在することが必要である。政策の方向は正しいとして、短期間で大規模の再生可能エネルギー導入を実現するのは難しいと考えられる。

5.4.5 ASEAN Grid 系統連系

ASEAN グリッド系統連系の実現は、現在分断されているグリッドや市場を統合して ASEAN を広域にカバーすることで様々な利益をもたらすと考えられる。このような広域連携を実現することで、高効率大規模発電の導入可能性と各グリッドの補完的運用の可能性が大いに高まるといえよう。

規模の経済により総合コストはかなり下がり、高効率発電の導入で CO₂ 排出量の削減効果も大きいであろう。ここでは、選択肢となるプラントの熱効率を変化させて、図 5.4.6 に示すように、低効率、中高率、高効率の 3 つのシナリオを比較検討した。ここに見られるように、低効率プラントから高効率プラントへの切り替えにより、発電コストは総コスト、単価とも 8%程度低下し、CO₂ 排出量は 23%も低下する。このような試算結果はタイ、インドネシア(ジャワ島)、ベトナムのようにすでに規模の大きな市場が実現しているところでは、筋書き通りに実現するとは言えないだろう。しかしながら、小規模市場がまだ分断された状態にあるフィリピン、カンボジア、ミャンマーやインドネシアの各地などでは、系統連系を実現することの効果は大きいと期待できよう。

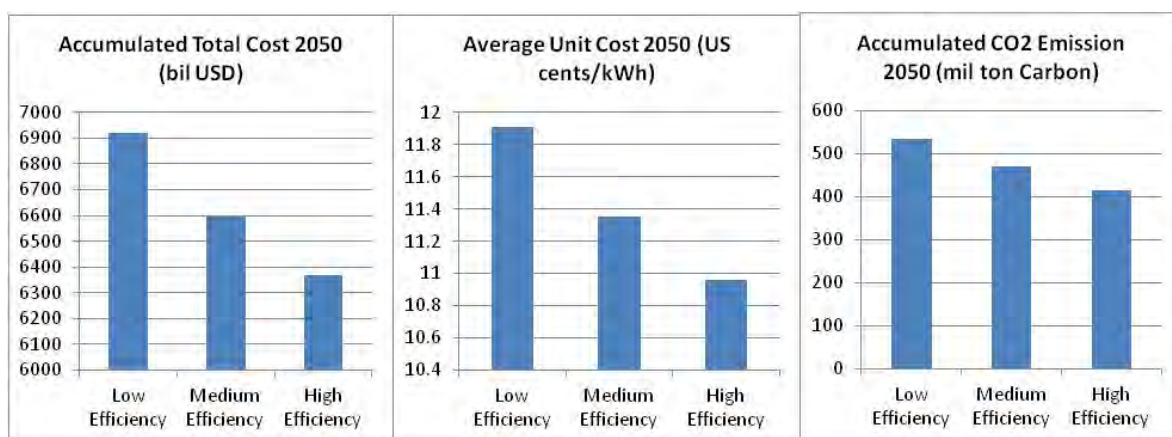


図 5.4.6 系統連系の効果 (2050)

第6章 今後の取組み

6.1 調査結果の概要

本調査では、今回作成したモデルを使用して、ベトナム、インドネシア、フィリピン各国とASEAN 全域について最適電源構成のシミュレーション分析を実施し、さまざまな政策選択の影響を評価した。まずリファレンス・シナリオ（BAU ケース）のシミュレーションから開始し、省エネ、地球温暖化ガス排出削減、電源構成のコントロール、FIT の設定もしくは燃料補助金の削減の影響、等の政策行動のインパクトを検証した。これらの分析により解明された主な事項は次のとおりである。

ベトナム

1. 今後の電源構成では石炭が主力となる。リファレンス・シナリオでは、石炭のシェアは2014年の23.0%から2030年には51.2%へ、2050年には65.3%に上昇し、天然ガスのシェアは2014年の44.3%から2030年には33.6%へ、2050年には28.5%に低下する。化石燃料間の価格差が電源構成の選択に大きな影響を与えている。
2. この結果、CO₂削減目標の達成は発電コストの上昇を引き起こす。すなわち、安い石炭からアジア市場では高価な天然ガスへとかなりの量の燃料転換が必要である。
3. 熱効率の改善は発電コストの引き下げ、化石燃料消費の削減、国内資源の節約などを図る上で最も効果的な手段である。特に、初期投資額が大きいにも関わらず、長期的にはエネルギー効率向上の方が利益があることは特筆すべきことである。
4. 石炭火力の導入によって発電コストを切り下げることができるが、エネルギー安全保障面では石炭への依存に偏り過ぎないか、また、地球温暖化ガスの排出量の面で問題はないかななどの課題が残る。政策担当者は経済性の問題とこれらの課題とのバランスをどのように取るか注意深く検討する必要がある。
5. FIT は、もし設定額が低ければ、再生可能エネルギー導入促進の効果は上がらない。
6. 燃料補助金は国家財政の負担を増やす一方で、最終消費者段階での電力コストの引き下げ効果は薄い。政治家にとっては微妙なテーマだが、消費者にとっては高い税金と高い電力料金のどちらを選ぶかという問題に過ぎない。

インドネシア

1. 電源構成では今後も石炭が主力となる。リファレンス・シナリオでは、石炭のシェアは2014年の55.8%から2030年には51.2%へ、2050年には51.7%に僅かに低下し、天然ガスのシェアは2014年の21.0%から2030年には26.8%へ、2050年には29.4%に上昇する。
2. ベトナムと同様に、CO₂削減目標を達成するには石炭から天然ガスへの相当量の燃料転換が必要で、発電コストは高くなる。インドネシアは豊かな石炭資源に恵まれており、今では世界一の一般炭輸出国である。一方、これまでジャワ地区にパイプラインによる天然ガス供給を行ってきたガス田は足早に枯渇に向かっており、新規のガス発電に供給できる天然ガスは発電用燃料としては一番高価なLNGである。
3. 電力補助金を削減すると、補助金ありとするリファレンス・ケースよりも電力消費は低く

なる。最終ユーザーにとっては電力料金が高くなるが、政府は GDP の 5% を超えるような重い財政負担から解放される。インドネシアでは電力需要が急速に伸びており、現在のような電力補助金をこれからも維持できるかどうか慎重に検討する必要がある。

4. 化石燃料の輸出、特に石炭輸出に制限を加えると、発電コストは低下する一方、石炭消費が増加し CO₂ 排出量が増加する。化石燃料輸出では外貨が稼げるし鉱業も高い収入をあげることができ、いずれ国民経済にもその効果が反映されるわけだから、このような政策のインパクトは広い視野に立って総合的に判断しなければならない。
5. 高効率プラントを採用すれば、長期的には CO₂ 削減をより低いコストで実現できる。
6. 原子力発電の導入が政治的に認められるとしても、今回の対象期間での導入量は電源の 1% 以下にとどまり、電力部門へのインパクトは小さい。

フィリピン

1. リファレンス・シナリオでは石炭のシェアが急速に高まり、2014 年の 34.4% から 2030 年には 45.8%、2050 年には 69.9% に達する。
2. 再生可能エネルギーは資源量に制約があることもあり、上記の絵は他のシナリオでもあまり変わらない。強力な再生可能エネルギー推進政策をとっても、電源構成中のシェアはほんの僅か上がるだけである。
3. FIT の効果については、風力 19 セント/kWh、太陽光 22 セント/kWh、バイオマス 15 セント/kWh と想定してシミュレーションを行ったが、全く効果がなかった。再生可能エネルギーの導入を図るにはもっと高い FIT を設定する必要がある。
4. 高効率発電の導入は化石燃料消費をかなりの量引き下げ、輸入依存度や GHG 排出量の削減効果も大きい。この場合総コストはやや低くなるのだが、リファレンス・シナリオに較べて初期投資額が大きく、財務的費用が高くなるため、リファレンス・シナリオでは高効率発電が選択されていない。

ASEAN

1. 今後の ASEAN 諸国の電源構成では石炭が主力を占め、天然ガスも引き続き主要電源の役割を果たす。リファレンス・シナリオでは石炭のシェアは 2014 年の 24.2% から 2030 年には 37.0%、2050 年には 46.1% に上昇する。天然ガスのシェアは 2014 年の 43.4% から 2030 年には 44.3%、2050 年には 37.2% へと変化する。水力発電は、2014 年から 2050 年にかけて絶対量では 7 割も増加するが、資源制約のため電力需要の伸びにはついていけず、電源構成に占めるシェアは 27.7% から 11.4% に低下する。再生可能エネルギーの導入は大いに進むが、電源構成のなかではマイナーなシェアにとどまる。
2. GHG 排出量の削減は、非化石燃料の積極的な導入を進めるとしても、石炭から天然ガスへの大量の燃料転換を必要とし、発電コストの上昇を引き起こす。ASEAN 諸国における再生可能エネルギーの資源ベースはさほど大きくない。したがって、そのようなかなりの額のコスト上昇を消費者に転嫁して良いものかどうか慎重に検討する必要がある。
3. 高効率プラントの導入は発電コストの引き下げ、化石燃料消費の削減、域内エネルギー資源の節約等の面での効果が大きい。初期投資額が大きくても、プラントの寿命を十分カバーするような超長期で見れば、十分お釣りが来るだけの効果がある。

4. ASEAN 諸国では再生可能エネルギーの資源量はあまり大きくはないが、風力や太陽光の積極的な導入は、長期的には電力コストの引き下げや GHG 排出量の削減を可能とする。さらに、促進政策を続けていけば、再生可能エネルギーのコスト削減をもたらす技術進歩が加速することも期待できよう。
5. 原子力の導入は、政治的には議論があろうが、GHG 排出量をかなり抑える効果がある。その場合、電力コストはリファレンス・シナリオとほぼ同じ範囲にとどまる。天然ガスの消費量がかなり低くなり、石炭消費量はほぼ同じにとどまる。もし、天然ガスを一定程度消費する施策をとれば、GHG 削減効果はさらに大きくなるだろう。

ここに説明したように、本研究で構築したモデルは概ね常識的な解をもたらしている。つまり、モデルは適切に構築され、正常に作動しているといえよう。このモデルには複雑なブラック・ボックスがないので、設定した前提条件、技術関係のロジック、経済関係のロジックにそってどのように解が導かれているかを正確に辿ることができる。このようなモデルを使えば、政策担当者は、論理矛盾を引き起こしたり、意味不明な論理プロセスにぶつかったりすることなく政策オプションの検討を行うことができるだろう。

ASEAN 諸国の成長が加速するにつれ、適切なエネルギー政策を設定し、それを一步一步着実に実施することが一層重要になる。したがって、この安心感のもてる透明なモデルが ASEAN 地域の政策担当者やエネルギー分析家にとって強力な武器になることを期待している。

6.2 低炭素・省エネ社会の建設に向けて

上記に我々のモデルのアウトラインを示したが、今回大幅な簡素化を目指して構築したモデルは論理的な解をきちんと出力していると考えられる。このモデルは政策オプションの検証や、環境が変化したり政策を変更した場合にどのような方向に向かってどのような変化が生じるかを分析する感度分析などに利用することができる。モデルはごく一般的なエクセルのスプレッドシート上に展開してあるので、モデルの使用者は前提条件とロジックをトレースしてどのように解が導き出されているかをクリアーに追いかけることができる。われわれはこの透明性こそが政策検討のツールとして極めて重要な要素だと考える。また、ある程度の経験と煩雑なデータや方程式の準備を必要とする LP 型モデルに較べて扱いやすく、さらにこのモデルでは各要素の関係を非線形でも扱えるというメリットがある。

しかしながら、今回それぞれのシナリオ設定に用いたデータや前提条件はまだ仮のものであるということに十分注意していただきたい。これらの条件は、各国間、地域間でも異なるだろうし、プラント建設市場は刻々と変化し、技術は日々進化する。したがって、エネルギー政策策定についての本格的な議論に進む前に、これらの情報をアップグレードする必要がある。特に、現地の状況に関するもっと正確なデータや情報が不可欠である。また、モデルの導き出した各シナリオの発展経路、途中経過は健全で維持可能なものかどうかを検証する必要がある。これらの点について、モデルをさらに微調整することが必要である。

今回作成した簡素化した透明性の高いモデルは多くの政策担当者にとって使い勝手の良いものになったと確信している。今後は、モデルを使用される方々が使用を繰り返しながら前提条件や

方程式をそれぞれの用途に沿うよう調整されることを望みたい。日本エネルギー経済研究所としては、今後 ASEAN 諸国でのさまざまな活動を通じてモデルの普及を図り、実際の政策検討での応用を通じてモデルの向上を図りたいと考えている。そのために、多くの方々からコメントやご協力を頂きたいと願うものである。

このページは白紙です。

