

第2部 長期エネルギー見通しと課題

第3章 国際エネルギー動向

第2部では、本調査のために構築したエネルギーデータベース、エネルギー需要予測モデル、エネルギー需給最適化モデルを用いてさまざまケーススタディを行い、フィリピンエネルギー計画（「PEP」）策定のための長期エネルギー見通しを検討する。ここでは異なる社会経済発展シナリオの下で予想されるエネルギー展望の違いとそのインプリケーション、エネルギー安定供給を実現するための各種のエネルギー政策の効果、環境への影響度などを検証する⁵。本章では、これらの分析を進めるにあたって考慮すべき世界のエネルギー情勢、原油価格動向や世界気候変動に関する課題などに関する一般情勢を展望する。

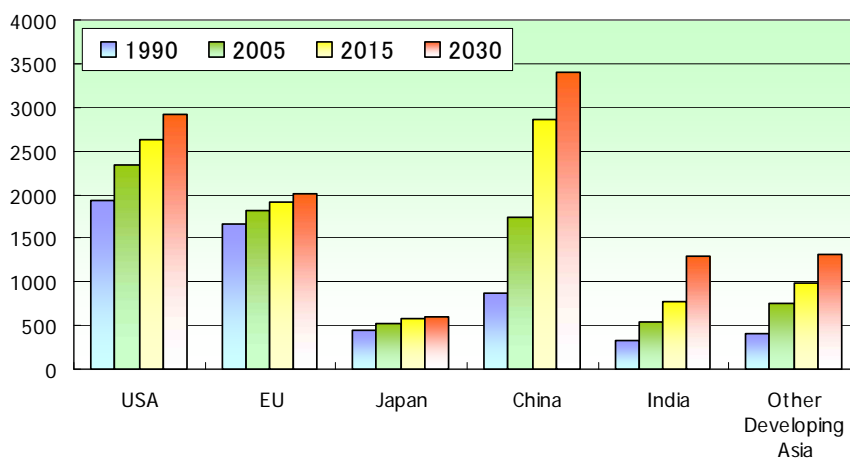
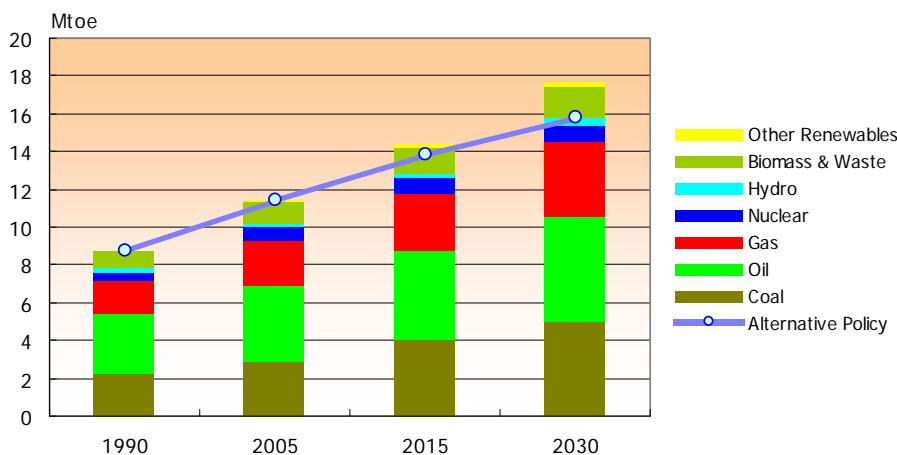
今日、世界の長期エネルギー需給見通しは不確実性に満ちている。世界経済は好調なアジアの発展に牽引されて堅調に推移しているが、十分なエネルギー供給の確保と環境保護を両立させつつ成長トレンドを将来も持続できるかどうかには、多くの疑問が提出されている。特に、近年では世界の石油資源が十分あるかどうかについて不安が高まっている。このような状況を反映して世界の原油価格は過去7年間で3倍以上に上昇し、2008年1月2日にはついに1バレル100ドルの壁を突破し、2008年7月には147ドルを越える水準にまで上昇している。世界のエネルギー安全保障は脆弱化し、エネルギー価格は波乱含みとなっている。また、化石燃料消費の増加は世界の気候システムにも脅威をもたらしている。2005年のG8グレンイーグルスサミットを契機にエネルギー・環境問題は世界の直面する重要課題と認識され、2007年のハイリゲンダムサミット、2008年の北海道洞爺湖サミットにおいて集中的に議論された。2009年のイタリアサミットでは地球温暖化ガスの削減をどのように実現するか、2013年以降の取組みについて「ポスト京都枠組」を設定する予定である。このように議論は世界的に高まってはいるものの、その答えはおろか、国際的な共同行動が実現できるかどうかはまだ暗中模索の段階にある。

3.1 世界のエネルギー見通し

21世紀の始まりとともに、中国やインドなど新興アジア諸国の高度成長に牽引されて世界のエネルギー需要は増加の歩を早めている。一方、石油の増産には翳りが見え始めた。このような状況を踏まえ、国際エネルギー機関（IEA）は2007年版世界エネルギー見通しで中国とインドに焦点を当てた分析を展開した。IEAの見通しによれば、世界のエネルギー消費は基準ケースでは2005年の石油換算114億トン（TOE）から2015年には144億TOEへと26%増加し、2030年には177億TOEへと55%増加する。化石燃料は今後も引続き一次エネルギー供給の太宗を占め、2030年では総エネルギー供給の82%を占めると見込まれる。石油のシェアは35%から32%に落ちるものの引続き最大のエネルギー源で、その大半が輸送用エネルギーとして使用される。2030年の石油需要は1億1,600万バレル/日（B/D）に達するものと計算される。しかしながら、このような需要増加ペースに合わせて石油生産能力増強の投資が十分行われるかどうかは不確実である。石油供給危機の再来は必ずしも否定できないとIEAは警告している。

⁵ 分析ツールの技術的側面については第3部に説明を纏めたので、必要に応じ参照されたい。

需要の地域分布を見ると、基準ケースでは、2005年から2030年までの間にIEA諸国のエネルギー需要増加は僅か23%であるのに対し、発展途上国では倍増すると見込まれる。なかでも中国、インドやその他アジア諸国の需要は急速に増加する。2000年から2005年の間に日本と韓国をのぞくアジアの発展途上国のエネルギー需要は25%増加した。この間の世界合計の需要増加は14%に過ぎなかった。とりわけ、中国はこの期間に60%ものエネルギー需要増加を記録した。国産原油の生産が限界に近づきつつあるため、中国の石油輸入は2005年には韓国を抜いて1億2,700万TOEに達した。この傾向は今後もさらに加速し、数十年にわたり続くものと見込まれる。



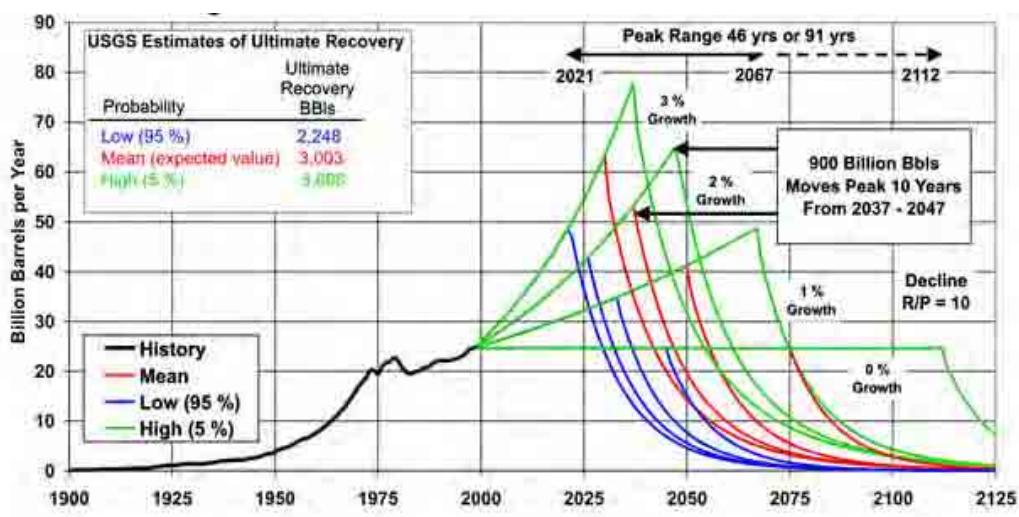
(出所) IEA World Energy Outlook 2007 より作成

図 3.1-1 2007 年版 IEA 世界エネルギー需要見通し(基準ケース)

一方、省エネルギー推進などの対策を講じることにより、エネルギー消費は2015年では石油換算1億3,800万TOE、2030年では1億5,900万TOEに抑制できると見られている。また、原子力や再生可能エネルギーの開発を加速することにより、化石燃料比率は76%に引き下げ可能である。世界の石油需要は1,400万B/D引き下げが可能で、これは今日の北米全体の石油消費に相当する膨大な量である。

同じ時期に俄かに勢いをえたのが「石油ピーク論」である。石油は資源量に限りのある化石燃

料で、いずれその生産量がピークを迎えるであろうことは論理的には正しい話である。それにもかかわらず、石油の残存可採埋蔵量は長い間 40 年程度で推移してきており、石油ピーク論がエネルギー問題の全面に躍り出ることにはなかった。しかしながら、世界の石油消費量が日量 8,000 万バレルを超え 1 億バレルを伺うようになると、目前のイラク危機長期化の影と重なって、石油ピーク論が世界の耳目を集めるようになった。現在では、「今後 20~30 年の間に世界の石油生産はピークを迎える」という認識が世界共通のものとなりつつある⁶。このような状況の中、エネルギー価格は今後とも高止まりするとの見方が定着しつつある。



(単位: 10 億バレル/年)

(出所) J.H. Wood, G.R. Long, D.F. Morehouse「Long-Term World Oil Supply Scenarios」

USDOE/EIA(Energy Information Agency)より。

図 3.1-2 オイルピークの予想(米国エネルギー省)

2001 年 9 月 11 日の同時多発テロ事件を契機にエネルギーの世界ではパラダイムシフトが起こり、エネルギー安全保障が世界的な関心事となった。石油は戦略物資として再認識され、その安定確保は各国政府にとって極めて重要な政策課題となっている。米軍のイラク駐留が長期化するなか今後の展望が開けず、石油価格は現在までに 1997 年の 6 倍、2003 年の 3 倍に高騰し、2008 年 1 月 2 日にはついに 1 バレル 100 ドルの壁を突破した。その後も市場への資金流入が加速し、2008 年 7 月には 147 ドルを越える水準にまで高騰した。

IEA は 2007 年版の分析を次のような言葉で要約している。

「世界的なエネルギー需要の増加は世界のエネルギー安全保障への脅威を現実のものとし、さらに助長している。今回検討した 3 つのシナリオのいずれにおいてもすべての消費国において石油・ガス需要の増加と石油・ガス輸出国への依存度の上昇が見られる。」

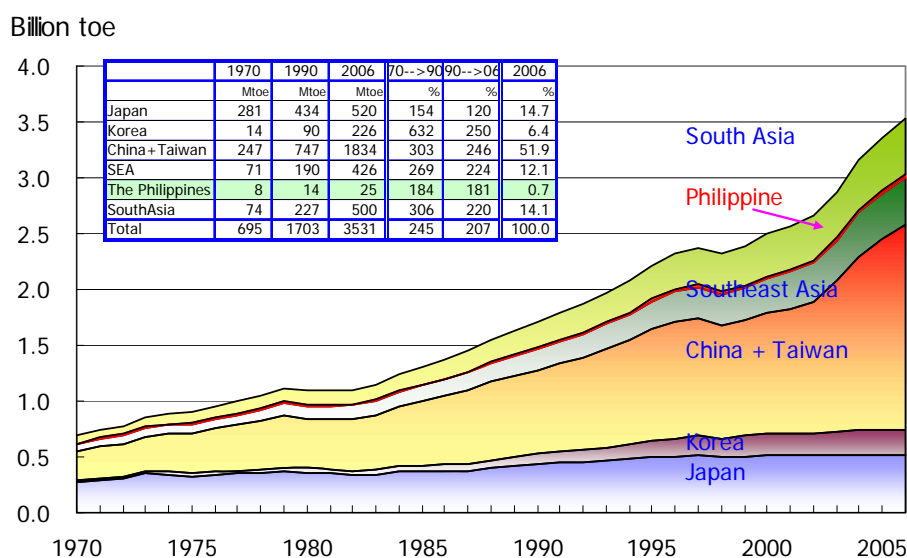
「大気中の CO₂ 濃度の上昇は主として化石燃料燃焼の結果であり、気温上昇と気候変動をもたらしている。... 温室効果ガスの濃度を気候システムに危険をもたらさないレベルで安定化するには緊急の行動が必要である。」

⁶ なお、天然ガスの残存可採埋蔵量は 63.3 年、石炭は 147 年で、いずれも石油ほど差し迫った問題とはなっていない。数字はいずれも(The BP Statistical Review of World Energy)BP 統計による 2006 年末推計値。

「中国とインドが世界エネルギー市場の主要プレーヤーとして登場したことで、世界のすべての国々がエネルギー消費を抑制するための強力な措置を緊急にとることがますます重要となっている。... ことに、今行われようとしているエネルギーインフラ投資は技術（の効率）を何十年にもわたって固定してしまうのだ。」そして、

「エネルギー安全保障の悪化を緩和する政策の多くは地域的環境汚染や気候変動の緩和にも役立つものである。また、その逆も同様である。... 多くの場合これらの政策は経済的利益をもたらす、エネルギーコストを引き下げる。つまりトリプルウインをもたらす。」

ひるがえって、フィリピンのエネルギー消費は1990年代以来年率4%程度の穏やかな伸びを記録してきており、絶対量でも少なく、ASEAN諸国中のシェアは0.7%に過ぎない⁷。しかしシェアが小さいとはいえ、世界が直面しているエネルギー問題の規模の大きさを考えると、世界のエネルギー動向を十分に監視することが必要である。フィリピンはエネルギーの純輸入国であり、特にその太宗を占める石炭や石油の大半は輸入に依存している。一人当たりエネルギー消費量は先進諸国の1/10にも満たないとはいえ、フィリピンのエネルギー消費とエネルギー輸入は経済成長とともに今後も増加を続けると見込まれ、世界エネルギー市場の荒波に一層晒されることになるからである。



(出所) BP 統計 2007 年版より作成

図 3.1-3 アジア諸国とフィリピンのエネルギー消費(中東を除く)

3.2 国際市場におけるエネルギー価格の動向

3.2.1 原油価格:

21世紀に入って、「先物市場」におけるWTI (West Texas Intermediate) 原油の価格が徐々に上

⁷ BP 統計には地熱が含まれていない。IEA 統計によれば、地熱を含めると東アジアにおけるフィリピンのエネルギー消費のシェアは2006年には0.9%であった。

昇し始め、2003年以降は急速に上昇している。2008年1月2日にはNYMEXのWTI価格が歴史上初めて100ドル/バレルというベンチマークを記録した。2008年2～3月に開催された「フイリピンエネルギーサミット」では「\$100/barrel Oil: Crisis or Opportunity?」とのタイトルのもと、さまざまな参加者がエネルギー価格高騰により生じる問題やそれに如何に対応するかについて議論を闘わせた。WTI原油の先物価格はその後90ドル/バレル前後に低下したものの、2008年7月には147ドルを越える水準まで上昇し、いまや多くの人々は高原油価格時代の到来を確信したといえよう。

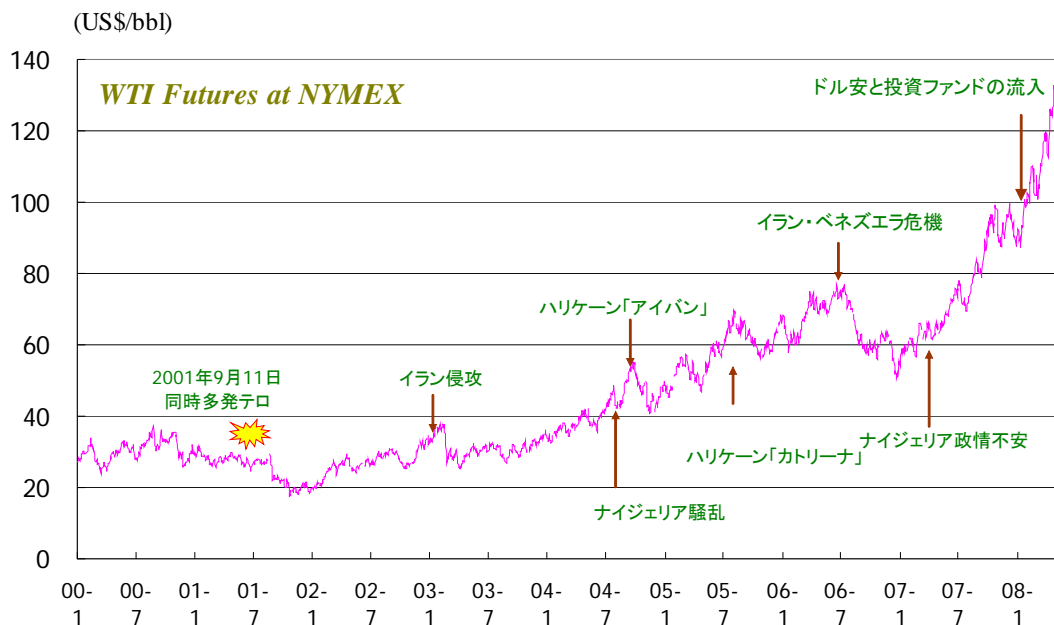


図 3.2-1 WTI の推移

世界の原油価格は、1973年の石油危機以前は国際石油会社（メジャーズ）の主導によって決定されてきたが、その後はOPEC（the Organization of Petroleum Exporting Countries）によって決定されてきた。OPECが価格支配権を持っていた当時は、サウジアラビアのアラビアンライト原油（A/L）がOPECを代表する「マーカ原油」とされた。OPEC総会ではマーカ原油の価格を決定し、他のOPEC加盟国はA/Lとの品質格差すなわち「API比重⁸」、「硫黄分」等の格差を勘案して自国原油の価格を決定してきた。この品質格差は「ディファレンシャル」と呼ばれた。

OPEC 主導の価格体系は世界の石油需給関係が大幅に緩和された 1986 年に崩壊し、OPEC は価格決定の主導権を失った。その後石油需給のファンダメンタルズを反映した「石油市場」で価格は決定されるようになった。すなわち各市場における「スポット価格」、「ネットバック価格」、「先物価格」が原油価格形成の指標として言及されるようになった。

現在では、世界の原油価格は、NYMEX の WTI 原油や IPE のブレント原油等の先物市場における原油価格を参照して決定されている。また世界石油市場は、現在、およそ 3 地域に分かれている。すなわち北米市場、ヨーロッパ市場、アジア太平洋市場である。各地域には代表的な先物市

⁸ API(the American Petroleum Institute)によって設定された手法に従い評価された石油、主として原油の比重を表すインデックス。比重が1の場合、API比重は10度となる。数字が大きくなればなるほど原油の比重は軽くなり、ガソリンのような軽質製品の割合が大きくなる。例えばアラビアンライトのAPI比重は34度(SG=0.8550)でアラビアンヘビーの比重は28度(SG=0.8871)である。

場、ニューヨークの NYMEX (New York Mercantile Exchange)、ロンドンの IPE (International Petroleum Exchange、但し現在改名されて IPC Future Exchanges となっている) および東京の「東京工業品取引所」があり、これらの市場では刻々と先物価格情報が公開されている。

理論的には原油価格は石油市場における需給バランス、石油需要とそれに対応した供給能力とのバランスによって決定される。現状を見ると、中国や米国を中心とした石油需要の増加傾向に対して、OPEC の余剰生産能力の減少に見られるように上流部門における石油資源開発投資の遅れや米国や中国における製油所の 2 次装置不足に見られるような下流部門における精製能力増強投資の遅れが同時進行的に生じている。

イラク情勢の先行き不透明感が中東の石油供給に対する懸念や不安を生み出している。加えて、投機資金が商品市場の原油取引に積極的に介入し価格変動を拡大させている。現在、石油は現実の需給関係とは無縁な投機的資金によるマネーゲームの対象とされた「市況商品」となっている。その結果、原油価格は、石油の需給バランスだけではなく、商品市場における投機的資金の動向に強い影響を受けるようになった。その意味で現在の原油価格は需給のファンダメンタルズによって決定される価格よりは遙かに高い水準にあると考えられている。

3.2.2 天然ガス価格:

天然ガス貿易は、PNG (Piped Natural Gas) と LNG (Liquefied Natural Gas) に分類される。現在パイプラインガスのシェアは全取引量の約 70% を占め、LNG は 30% である。主要な国際ガス市場はヨーロッパ市場、北米市場とアジア太平洋市場である。2006 年には LNG 貿易の 60% はアジア太平洋市場で取引された。同市場における主要な輸入国は、日本、韓国および台湾であるが、最近ではインドと中国も LNG 輸入を開始した。

アジア太平洋市場における LNG 価格は、伝統的に JCC 価格 (Japan Crude Cocktail、すなわち日本着平均原油 CIF 価格 = 石油取引量が大きく、もっとも信頼が置ける統計) に連動して決定されてきた。同市場における LNG 価格は、熱量等価でみて原油価格よりも若干高く設定されてきた。しかし、米国やヨーロッパの天然ガス価格よりは遙かに高い。それは高コストではあるが環境対

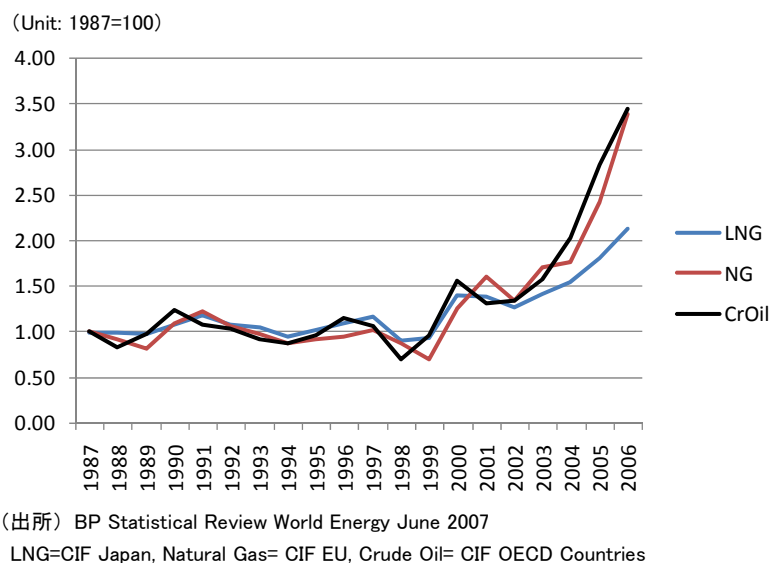


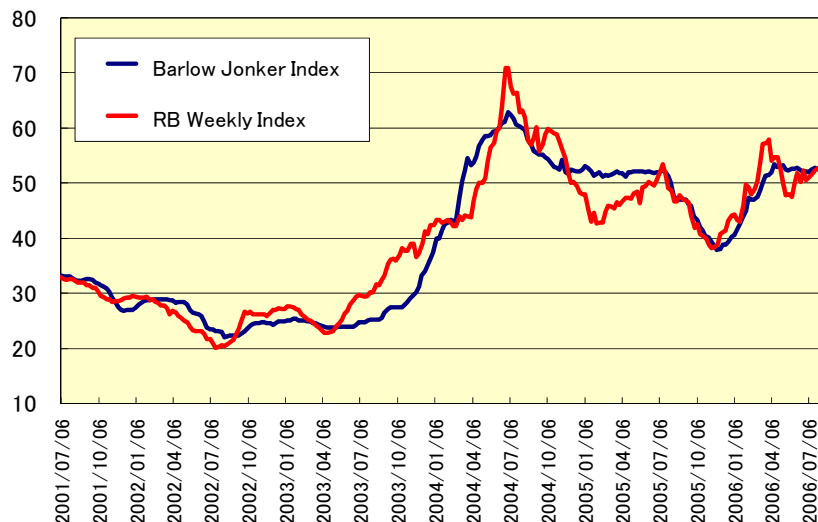
図 3.2-2 天然ガス価格と原油価格の推移比較

策上 LNG プロジェクトの実現が必要で、そのために高価格が支払われてきたのである。1990 年代後半には LNG プロジェクトの供給能力が需要を遙かに超えていたため、アジアの LNG 価格は低下傾向にあり、新たに LNG の輸入を開始した中国やインドも価格設定の引き下げに成功してきた。しかし、21 世紀に入ってアジアのガス市場は需給逼迫に転じ、これを反映して LNG 価格は上昇し始めている。

現在では、アジアの LNG 価格は他の市場に比べて低水準にある。ヨーロッパや米国のパイプラインガスは原油価格の高騰を直接的に反映して上昇している。このことは英国の NBP (National Balancing Point) や米国の Henry Hub におけるスポットガス価格の動向に明確に示されており、天然ガス価格と原油価格はほぼ同一の軌跡をたどっている。他方アジアの LNG 取引は長期契約に基づいており、国際市場のスポット価格の変動に遅れて反応するためである。また LNG は、石油市場の需給逼迫感を反映した石油製品価格の上昇が直接影響する輸送部門ではそれほど利用されていない。そのためアジア市場における天然ガス価格は、将来とも完全に石油価格に一致することは無いと考えられる。

3.2.3 石炭価格:

石炭価格は長期契約価格とスポット取引価格からなっている。日本向け豪州炭（アジアにおける最大の供給国）の長期契約価格は、一般炭については日本の電力会社との、原料炭については鉄鋼会社との交渉を通じて決定され、年間長期契約すなわち「ベンチマーク価格」を設定してきた。このベンチマーク価格システムは、1980 年代以降日本やアジア地域において広範に採用されてきた。ベンチマーク価格は、代表的な炭種の FOB (Free on Board) 価格に基づいて決定され、他の石炭価格は品質や熱量を考慮して決定された。



(注)BJI(Barlow Jonker Index) — FOB price of steam coal shipped from New Castle Port in Australia which Barlow Jonker collects to publish(BJI spot price in the Pacific Ocean Market)

RB Weekly Index—FOB price of steam coal shipped from Richards Bay Port in South Africa which Global Coal collect to publish(BJI spot price in the Atlantic Ocean Market)

(出所)Barlow Jonker 「Coal Fax」and Global Coal「Global Coal Report」

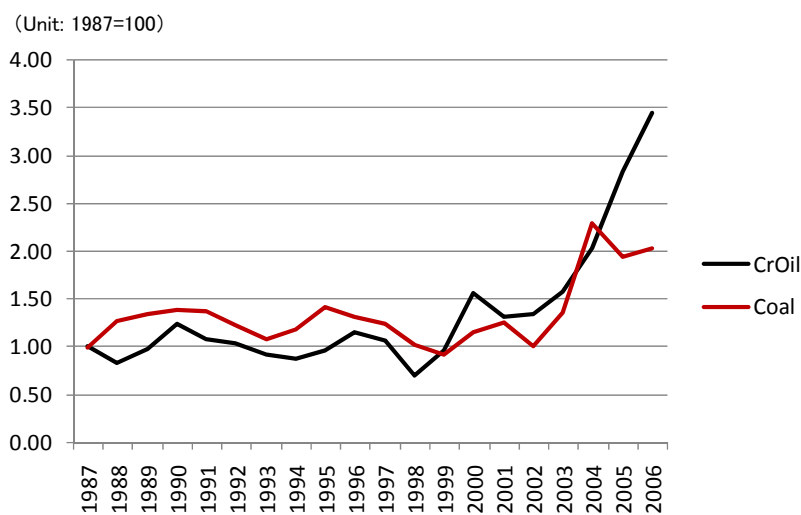
図 3.2-3 豪州炭および南ア炭のスポット価格の推移

1996年、日本では電力産業の規制緩和が進展し、コスト削減手段として一般炭の競争入札制が急速に導入された。その結果ベンチマーク価格に基づく取引量はこれ以降徐々に減少していった。1998年以降、電力会社は、豪州のシッパーと個別交渉を始め、長期契約を締結し始めた。中部電力と豪州石炭会社との長期契約がベンチマーク価格に代替して参照価格として採用された。しかし2003年以降、石炭価格交渉はこのような参照価格を用いないで行われるようになった。

日本の一般炭平均輸入価格は、2003年以降顕著となった世界的な石炭需給逼迫を反映して上昇してきた。すなわち2003年の36ドル/トンから2004年には41ドル/トン、そして2005年には53ドル/トンへ上昇した。2006年には、シッパーと買い手の間で石炭需給の評価が大きく違ったため、価格設定に手間取り、長期間を要した。この交渉は2006年7月になって漸く53ドル/トンで落ち着いた。

一般炭のスポット価格は、原則として市場メカニズムに基づいて決定され、ベンチマーク価格決定の先行指標としての役割を演じてきた。豪州一般炭の価格設定では、市場における一般炭スポット価格は、実質的に長期契約価格（ベンチマーク価格や参照価格）を超えることはなかった。しかしながら2003年になると、豪州一般炭のスポット価格はベンチマーク価格を超え、それ以降高水準を維持している。2004～2006年間で一般炭のスポット価格は30ドル/トン～61ドル/トンの幅で大きく変動している。このような変動は、堅調な石炭需要増加と供給能力の遅れを反映した不安定な石炭需給状況に起因している。

石炭価格と原油価格を比較すると、2004年までは両者はよく似た変化を示してきたが、それ以降両者は明らかに異なった傾向を示している。しかしながら、一般炭のスポット価格は2007年になると100ドル/トンを超え、2008年央には200ドル近くへとさらに上昇している。加えて中国がアジア市場において巨大な石炭輸入国として登場してきた。いまや世界最大の石炭生産国が2008年には純輸入国となる可能性がある。今後とも国際石炭価格動向を注意深く見守る必要が生じている。



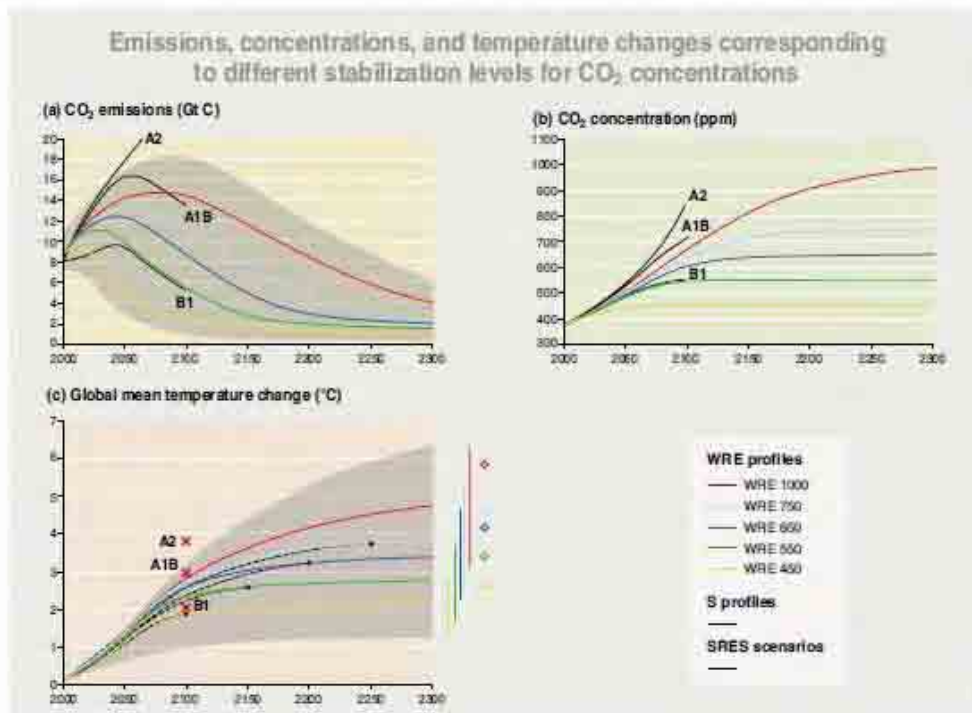
(出所) BP Statistical Review World Energy June 2007

図 3.2-4 石炭価格と原油価格の比較

3.3 環境問題についての世界の動向⁹

3.3.1 気候変動問題に対する世界の取組みの変遷

1990年代には、もう一つ、エネルギーと環境の問題を巡る世界的な大転換が生じた。それは「温室効果ガス（GHG：Greenhouse Gas）」の排出を巡る議論が、国際的な行動として具体化したことである。1997年に京都で開催された第3回気候変動枠組条約締約国会議（COP3）では、温室効果ガスの具体的な排出削減目標を設定するという画期的な京都議定書が成立した。それ以来、国連の気候変動に関する政府間パネル（IPCC）は気候変動に関するいくつかの重要な報告書を出し、大気中の温室効果ガス濃度の上昇は地球の気候システムに深刻な影響を与えるような相当な気温上昇を世界的にもたらし、温暖化の進行を抑えるにはCO₂の排出量を現在よりもかなり低いレベルに抑え、大気中のCO₂濃度を安定化させることが必要なことを示して来た。これまでさまざまな議論が行われてきたが、いまやこの認識は広く世界中で受け入れられている。



(出所) IPCC “Climate Change 2001 – Synthesis Report”

図 3.3-1 IPCC 第3報告書 CO₂ 濃度安定化のシナリオ

しかし、175ヶ国が京都議定書を批准するなか、2001年には米国がこの枠組から撤退した。それ以来欧州諸国と日本は問題の解決に努めてきた。長期的に大きな役割を演じるはずの大量排出国を欠いたとはいえ、日欧の努力は欧州排出量取引制度(EUETS)の発足やクリーン開発メカニズム（Clean Development Mechanism）／共同実施（Joint Implementation）プロジェクトの展開などの

⁹ 本稿での分析は、兼清賢介「Bali Roadmap to New Framework of Climate Change and the Role of Japan」(日本エネルギー経済研究所ホームページ、2008年2月)をベースとしたものである。

面で着実な成果を挙げてきたといえよう。

地球温暖化問題に対応すべく主要国が大きく政策の舵を切ったのは2005年7月に英国で開催された G8 グレンイーグルスサミットであった。このサミットに参加した各国首脳は「温室効果ガス削減のために今行動を起こすべきことを理解する」とし、IEA（国際エネルギー機関）に対し代替シナリオを検討し、2008年の洞爺湖サミットで報告するよう指示を出した。

2006年1月には京都議定書から脱落した米国や京都議定書上では削減義務を負わない中国やインドなどが参加するアジア太平洋パートナーシップ（APP）¹⁰が発足し、分野別のエネルギー効率改善を目指す国際協議がスタートした。この結果、世界は、現在、京都議定書とAPPという二つのグループに分かれて気候変動問題に取り組んでいる。京都議定書が排出量削減義務という強制的な「Top-Down Approach」をとっているのに対し、APPは「A voluntary, non-legally binding framework」というコンセプトのもとで、各セクターでの効率改善を目指す「Bottom-up Approach」をとっている。また、京都議定書が共同実施（JI）、クリーン開発メカニズム（CDM）、排出権取引（ET）といった制度的な仕組みにより温室効果ガスの削減を目指しているのに対し、APPは8つの重点分野¹¹における技術開発の促進や既存技術の普及拡大など、技術に焦点を当てた地域協力によって地球環境問題解決の糸口を見出そうとしている。このようにアプローチの方法は異なるが、京都議定書加盟国とAPP加盟国を合わせると世界の温室効果ガス排出量の2/3がカバーされている。

表 3.3-1 CO₂ 濃度安定化シナリオの要点

Category	CO ₂ concentration at stabilization (2025 = 375 ppm) ^(a)	CO ₂ equivalent Concentration at stabilization including GHGs and aerosols (2025 = 375 ppm) ^(b)	Peaking year for CO ₂ emissions ^(c)	Change in global CO ₂ emissions in 2050 (% of 2000 emissions) ^(d)	Global average temperature increase above pre-industrial at equilibrium, using "best estimate" climate sensitivity ^(e)	Global average sea level rise above pre-industrial at equilibrium from thermal expansion only ^(f)	Number of assessed scenarios
	ppm	ppm	Year	Percent	°C	metres	
I	350 – 400	445 – 490	2000 – 2015	-85 to -50	2.0 – 2.4	0.4 – 1.4	6
II	400 – 440	490 – 535	2000 – 2020	-60 to -30	2.4 – 2.8	0.5 – 1.7	18
III	440 – 485	535 – 590	2010 – 2030	-30 to +5	2.8 – 3.2	0.6 – 1.9	21
IV	485 – 570	590 – 710	2020 – 2060	+10 to +60	3.2 – 4.0	0.6 – 2.4	118
V	570 – 660	710 – 855	2050 – 2080	+25 to +85	4.0 – 4.9	0.8 – 2.9	9
VI	660 – 790	855 – 1130	2060 – 2090	+90 to +140	4.9 – 6.1	1.0 – 3.7	5

(出所)IPCC Assessment Report 4 (2007)

¹⁰ Asia-Pacific Partners for Clean Development and Climate :

2006年1月にシドニーで第1回閣僚会合が開催された。米国、豪州、中国、インド、韓国、日本、の6ヶ国が参加し、8部門のタスクフォース(①よりクリーンな化石エネルギー、②再生可能エネルギーと分散型電源、③発電および送電、④鉄鋼、⑤アルミニウム、⑥セメント、⑦石炭鉱業、⑧建物および電気機器)による既存技術の普及や新技術の開発などを目指す活動が行われている。しかし、現時点における活動範囲は主要産業部門に絞られており、また、運輸部門が入っていないなど、GHGの排出にかかわるすべての活動をカバーしているわけではない。なお、2007年にはカナダがAPPに参加した。

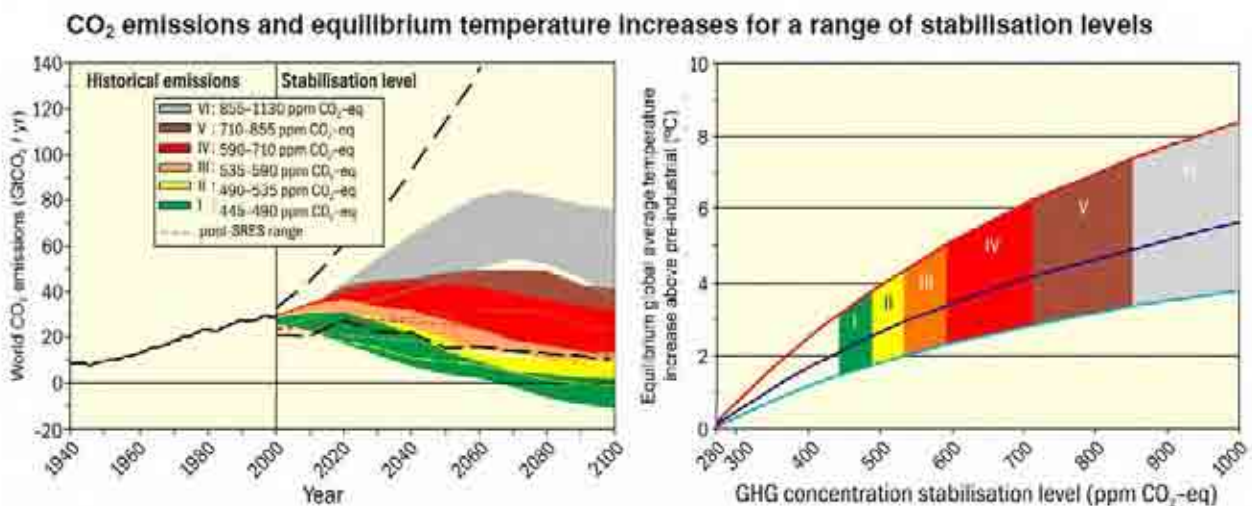
¹¹ アジア太平洋パートナーシップ(APP)では、「よりクリーンな化石エネルギー」、「再生可能エネルギー」、「発電と送電」、「鉄鋼」、「アルミニウム」、「セメント」、「石炭鉱業」、「建物と電気機器」の8分野について、参加各国の専門家による省エネルギー推進活動が進められている。

2007年のG8ハイリゲンダムサミットではEU、カナダ、日本による「2050年に世界全体で温室効果ガスの排出量を半減する」という提案を真剣に検討する（will consider seriously the decision made by EU, Canada and Japan）ことが合意された。さらに、2007年12月にインドネシアのバリ島で開催された 締約国会議／締約国会合（COP13／MOP3）ではこのスケジュールが再確認され、ポスト京都議定書枠組みを2009年までに作り上げるという *Bali Roadmap* が採択された。

2008年に日本で開催されたG8サミット（北海道・洞爺湖サミット）では、2050年までに世界全体の排出量の少なくとも50%の削減を達成することを目標とするというビジョンを国連気候変動枠組み条約のすべての締約国と共有することを目指すことが合意された。このサミットにあたっては、2005年のグレンイーグルスサミットでの要請に基づき国際エネルギー機関（IEA）が代替シナリオについての分析を行った。それによると、現状維持を前提とするベースラインシナリオでは、CO₂排出量は2005年の270億トンから2050年には620億トンに増加する。排出量を50%削減するというブルーシナリオでは、これを140億トンに削減しなければならず、その差（480億トン）はまことに巨大と云わざるを得ない。この野心的な目標達成のため、IEAは25の省エネルギー手法の採用を提案し、「2008年版エネルギー技術展望」で検討した17の「削減」技術の見通しについて報告した。

長期ビジョンに加え、各国首脳は排出量の絶対量での削減を目指す野心的な中期目標を設定することにも合意した。こうして、2009年までにポスト京都枠組みを設定するというバリロードマップでセットされたタイムテーブルは再確認された。

ここで注意しておかねばならない点は、以前の技術分析報告ではCO₂濃度が産業革命以前の280ppmの倍にあたる560ppm程度で安定すれば世界の温暖化は2度C以内の上昇ですむだろうとされた点である。



(出所) IPCC Assessment Report 4 (2007)

図 3.3-2 CO₂ 排出量と大気温度

しかしながら 2006 年に発表された英国のスターン報告では、近年排出量が急速に増加してきたことを考慮すると「CO₂-e 濃度の安定化は 450–550 ppm とすることがふさわしい」としている¹²。

また、2007 年に発表された IPCC の第 4 分析報告書（AR4）は、安定化目標は

CO₂ 濃度では 350-570 ppm、CO₂-e 濃度（CO₂以外の温室効果ガスも加えて、CO₂に換算した濃度）では 445-710 ppm とすることが必要としている。

スターン報告におけるその他の重要なポイントは下記のとおりである。

CO₂-e 濃度 450 ppm を目指すことはすでに非常に困難でコストもかかる。

CO₂-e 濃度 500-550 ppm を実現するコストは、今直ちに行動を起こした場合、毎年、世界の GDP の 1%に相当するものとなろう。今もし行動を起こさないならば、全体的なコストとリスクは GDP の 5%に跳ね上がり、より広範な範囲で起こりうるリスクやインパクトを考慮するとそれは 20%に上ることもありうる。

世界の豊かな国々が 2050 年までに排出量を絶対量で 60～80%削減したとしても、発展途上国も相当な努力をすることが必要とされる。

CO₂-e 濃度を 550 ppm で安定化するには、世界の電力セクターが 2050 年までに最低 60%の脱炭素化を図る必要がある。

2050 年でも、世界のエネルギー供給の半分以上を化石燃料が占めるであろう。世界のエネルギー構造のなかで、とりわけ新興国において、今後も石炭の演じる役割は大きい。大気環境にダメージを与えることなく化石燃料の使用を続けるには、CO₂回収貯蔵（Carbon Capture and Storage : CCS）を強力にすすめる必要がある。

なお、IPCC はマクロ経済的にみた世界の温暖化対策コストを表 3.3-2 のように試算し、CO₂-e 濃度を 535ppm 以下にするコストは大変高いとしている。

表 3.3-2 IPCC による 2030 – 2050 年のマクロ経済コスト推定

Stabilisation levels (ppm CO ₂ -eq)	Median GDP reduction ^(a) (%)		Range of GDP reduction ^(a) (%)		Reduction of average annual GDP growth rates (percentage points) ^{(b), (c)}	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
445 – 535 ^(d)	Not available		< 3	< 5.5	< 0.12	< 0.12
535 – 590	0.8	1.3	0.2 to 2.5	slightly negative to 4	< 0.1	< 0.1
590 – 710	0.2	0.5	-0.6 to 1.2	-1 to 2	< 0.08	< 0.05

(出所) IPCC Fourth Assessment Report, Climate change 2007: Synthesis Report

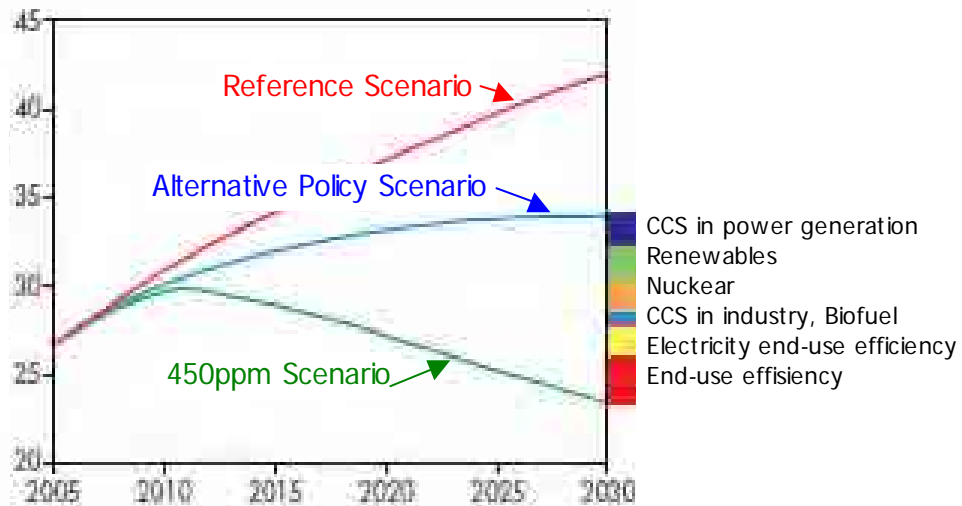
IEA も 2007 年版世界エネルギー見通しで野心的な「450ppm シナリオ」を検証している。このシナリオを実現するには「エネルギー起源の CO₂ 排出量を 2012 年には 30Gt でピークアウトし、2030 年には 23Gt まで削減しなければならない - これは基準ケースより 19Gt 少なく、政策対応ケースと較べても 11Gt 少ない数字である」（図 3.3-3 参照）。この分析は予測ではなく帰納法（backcasting）を用いて行われ、以下のように結論している。

12 「大気中の CO₂-e 濃度を 450–550ppm で安定化できれば、気候システムに最悪の打撃が生じるリスクを相当軽減出来るだろう。現在の CO₂-e 濃度レベルは 420ppm で、毎年 2ppm ずつ上昇している。この範囲での安定化を実現するには 2050 年に至るまでの排出量を最低でも現在の 25%、おそらくそれよりさらにシビアな線に削減する必要がある。究極的には、どのようなレベルであれ安定化を実現するには毎年の排出量を現在の 80%以下に削減する必要がある。」(“Stern Review on the economics of climate change” Office of Climate Change, UK Cabinet Office, 2006)

清潔でより進んだ技術を早急に採用すべきである。

CO₂の回収貯留や第2世代バイオフューエル技術を含め、まだ経済的でない技術も広く採用すべきである。

現在使用されているエネルギー使用設備は、相当な費用を覚悟で、償却前に廃棄しなければならない。



(出所)2007年版 IEA 世界エネルギー見通し

図 3.3-3 450ppm 安定化シナリオの CO₂ 排出量

上記の諸点は長期エネルギー政策の目標として検討対象にあがることのあるとしても、実際問題として、今のところ世界はCO₂排出量を2012年までにピークアウトするとか、経済性のない技術を広く採用するとか、稼働中の既存設備を大幅に廃棄するなどのような準備は出来ていないのが実情である¹³。

3.3.2 ポスト京都体制で考慮すべきポイント

COP13では、少なくとも各国が「共通だが差異のある責任」を果たすというUNFCCCの原則のもとに国連においてポスト京都枠組みを構築するという合意をバリロードマップという形で形成した。今日、持続可能な発展を保障するためには気候変動に対して迅速な対応をとる必要があることは認識されているが、その目標、経路、責任について世界の議論は大きく分かれている。ハイリゲンダムサミットでの議論に続いて日本の安倍元総理は2007年5月に世界は2050年までに温室効果ガス排出量の50%削減を目指すべきという「クールアース50」構想を発表し、福田前総理も2008年1月にこれを再確認している。スターン報告は先進諸国が以前の議論よりもかなり強力な行動をとらねばならないことを指摘した。しかし、現在までのところIPCCはシミュレーション結果を我々に示しただけである。枠組み設定の議論に入る前に、まず現実的にどのよう

¹³ 排出量削減に関する議論は2008年6月に出版されたIEAの「エネルギー技術展望2008」において、さらに詳しく検討されている。技術検討が中心なので、ここでは詳述しない。

な目標、経路、責任分担が考えられるかをデザインしてみる必要がある。2001年に米国が京都議定書から撤退したときに経験したような事態の繰り返しを避けるためにも、現在の実情を踏まえた上で、実行可能で衡平な解決策に向けて議論を進めなければならない。

このような解決策を見出すためには以下のような点を重点的に議論する必要がある。

温室効果ガス濃度の最終目標値とそれに至るまでの時間スケジュール

すべての主要国、特に米国、中国、インドの参加

公正で衡平な各国の責任

持続的発展を保障する制度設計

適切で効果的な実行制度

なかでも目標値の設定が一番議論を呼ぶところであろう。この議論は、現実的で、技術的にも経済的にも実現可能な目標を見出すという姿勢で進めなければならない。たとえば、CO₂濃度を500ppm以下に抑えるにはCO₂排出量を2015年までにピークアウトしなければならないが、これを実現する方法は「crush landing」しかないだろう。したがって、排出量削減（mitigation）に加えて温暖化への適応（adaptation）がどこまで可能かを注意深く検討し、目標値を定めるべきである。同時に政策が実行可能であることを保障するため、中間目標を経て最終目標にいたるロードマップを作成すべきである。これは、資本、技術、資源などの配分を合理的、現実的に設計し、戦略的研究、技術開発やその実行のための目標とそれに至るステップを確認するために必要である。

本件に関する合意を意味あるものとするために主要排出国の参加が不可欠であることはいうまでもない。少なくとも中核15ヶ国（EU+APP+ロシア+その他数ヶ国）の参加が必要である。ピューセンタ（米国）が中心的役割を演じているポカンティゴ気候対話集団は25ヶ国の参加を求めているが、その場合には世界の温室効果ガス（GHG）の83%、人口の71%、GDPの86%がカバーされる。米国は少なくとも排出国の80%以上が参加することを求めている。次に、「共通だが差異のある責任」を果たすためのアイデアとして、参加国は次のような3つのグループに分類することが考えられる。①法的責任を持つ先進国、②世界共通で客観的な基準にもとづいて自主規制と評価（pledge and peer review）を行う新興諸国、③他国の支援の下に独自の自主規制と評価を実施するその他の発展途上国。

ここで、「公正で衡平な責任とは何か」を確認する上でまず第一にしなければならないことは、温室効果ガス統計を正確に把握するシステムを構築することである。次に、現実的で客観的な評価指標（メトリックス）、たとえば一人当たりCO₂排出量のような指標の設定について合意する必要がある¹⁴。そして、合意された衡平な出発点を基準として、目標に到達するためのさまざまな手段について検討し、どのような手段を採用するかを決定する。これらの手段は、実行の容易さという順番で整理すると次のようになる。①技術開発に焦点をあてた積み上げ方式、②法的責任のない自主規制と評価、③貿易制限をとまなうトップランナー基準による部門別アプローチ、④国際的に共通の基準、たとえば企業平均燃費（Corporate Average Fuel Efficiency：CAFÉ）のような基準の導入、⑤CO₂の価格付けと課税を軸とするCap & Trade（温室効果ガス排出量の総量規制を企業へ課す制度）。なお、Cap & Tradeを実行するための各国の目標値を設定するには、部門別のエネルギー効率に関する分析が必要である。したがって、ポスト京都枠組みを構築する上ではセ

¹⁴ このことは同じ数値目標を参加国に一律適用すると云うことではない。差異を表現する衡平な指標を設定するためにも公正で透明な基準を取り決める必要がある。

クトラルアプローチを他の手法と組み合わせて組み込むことが必要である。

温室効果ガスの削減方法は世界経済の持続的発展と矛盾しないものでなければならない。したがって、それは①各国の発展段階と地政学的状況を踏まえたエネルギー安全保障やエネルギー選択と一貫性のあるものでなければならない。その他の重要な要素としては次のような点があげられる。②エネルギー消費を抑制し、クリーンエネルギーの使用を増進するような技術の開発と普及の促進、③温室効果ガス削減のコストを削減するための市場メカニズムの利用、④排出削減につながる技術、製品、市場の開拓への参加を促すインセンティブの創出。とりわけ、低炭素技術の開発は、長期的に排出量削減に大きなインパクトを持つであろう。その意味で、省エネルギー技術、クリーンコール技術（CCT）、新・再生可能エネルギーの開発技術、CO₂回収貯蔵（CCS）技術などに着目すべきである。そして、その適用にあたっては、公正で合理的な適用を実現するために課税を含む価格メカニズムをフルに活用すべきである。

最後に、合意された目標を実現するための適切で効果的な実行システムが必要である。これを検討するにあたっては、気候変動対策は利潤の再配分ではなく負の公共財もしくは痛みの再配分であることに留意しなければならない。目標を効果的に実現する上ではすべての関係者が国家と世代とを越えて責任を衡平に分ち合う世界的な制度を確立することが必要である。そのような世界システムを動かす上では「倫理」が重要な役割を果たすであろう。倫理の遵守を約束することが大切である。また、この問題にかかわるさまざまな要素を円滑に調整するうえでは、経済原則と価格メカニズムを最大限活用すべきである。

このように、長期目標とはいえ 50%とか 80%という極めて大幅な温室効果ガスの削減を実現するには革新的技術の開発と社会における価値観の変革、ひいては新たな文明の創造を必要とするであろう。その意味で、人類は今や新たなルネッサンスに遭遇しようとしているともいえよう。

3.3.3 ポスト京都合意への道のり

ポスト京都議定書枠組みへの道のりを見出すため、日本の福田前総理は 2008 年のダボス会議で国連は温室効果ガスの排出を今後 10–20 年でピークアウトし、2050 年までに少なくとも半減するための戦略と方策を検討すべきであると要請した。総理はまた、2008 年洞爺湖 G8 サミットの議長として、「すべての主要排出国が参加し、公正で衡平な削減目標が設定できるよう全力を尽くす覚悟である」¹⁵と表明した。

バリロードマップがセットされたことにより、気候変動問題は国連においてダブルトラックで検討されることとなった。参加者は多数で、抱える背景も感心も大きく異なる。どのように議論を始めるかを定めることもなかなか困難だが、この緊急課題に対処する方策を確立するため、我々は出来るだけ早く目標と経路と責任について合意することが必要である。

当面もっとも急ぐ課題は、世界の温室効果ガスの最終的な排出目標をセットし、衡平な出発点を確認した上で、その目標に到達する経路をセットすることである。これについては先進国と途上国で別々に議論すべきであろう。IPCC 第 4 報告書が議論の出発点となりうるかどうかは慎重に

¹⁵ 日本国外務省。2008 年 1 月 26 日にスイスのダボスで開催された世界経済フォーラムで福田総理は次のような提案を行った。①日本は温室効果ガス削減の数値目標を設定する、②全世界はエネルギー効率の改善に全力を挙げて取り組み、2020 年までに 30%の効率改善を実現すべきである。③日本は発展途上国支援のため 100 億ドル規模の「クールアースパートナーシップ」基金を設立する、④地球規模の低炭素社会の実現のため日本は今後 5 年間に 300 億ドル規模の技術開発投資を実施する。

検証しなければならない。おそらく、福田前総理が要請したように、現実的な戦略と方策について多くの科学的検証を行うことが必要であろう。目標は先進国の目標と発展途上国の目標に分けることになろう。先進国においては、三極、すなわち日米欧の合意が必要である。大きな課題は、米国が数値目標の設定に合意するかどうか、京都議定書ではシンボリックな義務を受け入れた日本が現実的で衡平な目標を見出すことができるかなどであろう。まず最初に、目標を表現する方法、メトリックスをどのようにセットするかを決めなければならない。その上で、合理的な目標値を設定するため膨大な科学研究が必要とされよう。

新興国および発展途上国サイドでは、最初に差異ある責任の定義と参加方法を合意する必要がある。次に、実行手順としては多段階アプローチを取るのがよさそうである。たとえば、第1段階では数値目標はなし、第二段階ではフレキシビリティのある「原単位目標」をセットする、そして第3段階では強制力のある数値目標に移行する、というような方法を検討することになろう。目標設定にあたっては、わかりやすい見方や実施方法を用意すること、また、先進国が政策支援を提供することが必要であろう。このような作業の出発点として、まず、発展途上国の現状とポテンシャルを把握するためのエネルギー調査を実施し、データベースを確立することが必要である。これらはいずれも時間のかかる作業である。

2008年のG8洞爺湖サミットは、グレンイーグルスサミット、ハイリゲンダムサミットを経てイタリアサミットにいたる中間ステップと位置づけられ、世界気候変動に関して期待される最大の役割は「長期目標の設定方法」を決定することであった。これはバリロードマップで設定された数値目標設定のための議論を始めるために最初にわたらねばならない橋である。もちろん、限られた時間内に納得の行く回答を引き出すのは至難の技である。事態が差し迫っているとはいえ、この橋は全員が安全確実に渡れるようにしっかりと構築しなければならない。米国のUNFCCC対話への復帰が決まり、一方で、ポスト京都枠組みでは中国が重要な役割を担うべき状況のなか、主要プレーヤー間の意味のある合意を引き出すための対話において、日本には調整役としての重要な役割が期待されているといえよう。

3.3.4 フィリピンからみたインプリケーション

上記のように地球規模の気候変動問題は今や世界の重要関心事であり、フィリピンのエネルギー消費が小さいからといってこの問題に無関心でいられるわけではない。多くの島嶼からなるこの国にとって海面上昇は深刻な問題であり、フィリピンは世界が協力して問題解決に当たるよう要請する立場にある。加えて、気候変動問題はこれまでもまして世界のエネルギー市場の大きな要素となるだろう。したがって、エネルギー輸入国としてのフィリピンは気候変動問題の進展をつぶさに監視しておかねばならない。

重要な事実として、エネルギー安全保障、エネルギー高価格、気候変動に対する対策はいずれも同じ方向に作用することを指摘しておきたい。ひとつの課題に効く方策は他の課題にも効くので、対策を立てる側としてはやりやすいわけである。化石燃料輸入国であるフィリピンにとって、化石燃料輸入を抑制もしくは削減する方策は上記のようなインパクトを軽減する上でも効果があるのである。

そのような意味で、日本の福田前総理がダボス会議および洞爺湖サミットで提案した「クールアースパートナーシップ」基金の設立と活動の開始は、地球温暖化への対処とエネルギー安全保

障の改善に寄与する具体的な政策である。同構想で提案された再生可能エネルギー振興を技術開発や社会経済的仕組みの面でどのように効果的に取り込み、進めていくか、フィリピン国の今後のエネルギー政策の展開のなかで積極的に検討されることが望まれる。

第4章 エネルギー需給分析の構造

4.1 長期エネルギーモデルの構造

本調査のために開発した長期エネルギーモデルはすべてのエネルギーセクターをカバーする総合モデルとし、2030年までを対象期間として毎年のエネルギー需給を算出し、最終的にエネルギーバランス表として編集するように設計した。また、さまざまなシナリオや政策選択の効果をケーススタディとして検証できるように設計した。必要があれば、モデルを拡張することも可能である。

本調査で使用する分析するツールは、図4.1-1に示すようにエネルギーデータベース、需要予測モデル、供給分析モデルの3つのブロックで構成されている。このうちエネルギーデータベースはフィリピンのエネルギーデータを体系的に整理するためのツールで、IEAの手法を基準に設計した。データベースはモデルとは独立に運用される。ここで整理、集約されるデータはシステムとしてモデルに直結しているわけではなく、必要に応じ需給モデルに転記して使用する。

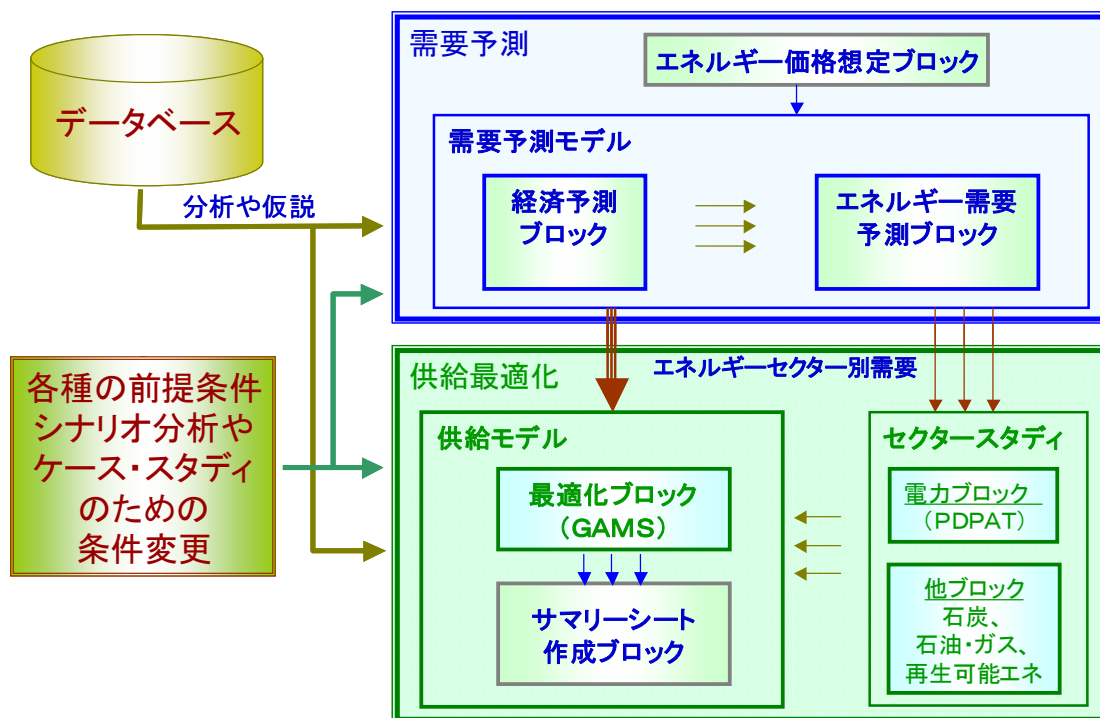


図 4.1-1 長期エネルギーモデルの構成

需給モデルは、操作性という観点から需要予測モデルと供給最適化モデルの2ブロックに分け、さらに「需要予測 ⇒ 供給最適化」という一方通行型の手順を採用している。モデルではフィリピンのエネルギーシステムを適切に表現することを第一としているが、モデルの肥大化を避けるため極力簡略化を計っている。たとえば、社会経済動向を詳細に検討することは本調査の目的で

はないので、社会経済発展動向のシナリオは与件としてモデルに与え、そのシナリオを出発点としてエネルギー需要動向を分析し、需給最適化を実現するための政策・施策のありかたを検討する仕組みとしている¹⁶。

需要予測モデルと供給最適化モデルはさらに次のように細分化されている。まず、需要予測ブロックでは価格動向を扱うサブモデルを設け、世界の価格動向を与件としてフィリピン国内のエネルギー価格を算定している。その結果は需要予測モデルに転記して使用する。価格シナリオの違いを分析するには、この手順を繰り返し、以下に説明するケーススタディを流して、結果を検証する。

需要モデルは経済ブロックと需要予測ブロックで構成される。経済発展シナリオなどの主要前提条件は外生変数として与え、経済ブロックではエネルギー需要予測に必要な部門別経済指標などを作成し、エネルギー需要ブロックで使用する¹⁷。このようなブロック分けはあるがモデルそのものは一体で、主要な経済前提や価格などの前提条件を与えると予測結果が計算される。結果はエクセルのサマリーシートに展開され、これを供給モデルへのインプットとして使用する。

次に、本調査のために開発した線形計画法（LP）を用いるエネルギー需給最適化モデル（以下「供給モデル」）を用いてエネルギー供給の最適化計算を行う。線形計画法（LP）のソフトウェアとしてはGAMSを用いている。計算結果はエクセルシートに出力され、毎年のエネルギーバランス表も出力される。また、エネルギー構造やその他の主要指標を簡単に参照できるように要約表が作成される。供給モデルの肥大化を避けるため、エネルギー供給システムに関する詳細な検討はセクタースタディとして実施し、その結果を用いて供給モデルに織り込む仮定、方程式、パラメーターなどを決定する。たとえば、東京電力で開発された電力需給分析モデル「PDPAT」を用いて電力セクターの詳細分析を行い、送電ロスや燃料効率などの計算結果を用いて、供給モデルを微調整する。石炭、石油・ガス、その他の部門についても同様な詳細分析を行ってモデルの適正化に利用する。

作業手順としては、価格に関する前提条件を変更するときは1ケースにつき①価格モデル→②需要予測モデル→③供給最適化モデルの三つのモデルを動かすことになる。需要予測に関する前提条件を変更した場合は②以下の2つのモデルを、エネルギー供給条件を変更するときは最後の③のモデルを動かすことになる。このようにケーススタディの手順がやや輻輳するが、各ブロックを分けることでモデルの操作性向上を図っている。

上記のシステムでは、最終段階の供給最適化モデルで線形計画法（LP）を用いている。これは「エネルギーシステム全体としての最適解」を論理的に保証するシステムではあるが、モデルがはじき出す解はモデルに与える前提条件とパラメーターにより決定されるのであり、その解が真の最適解に近いかどうかはそれらの前提条件やパラメーターが正確かつ現実的な値で与えられているか否かにかかっている。

しかし、現実には完璧な前提条件やパラメーターをモデルに与えることは困難である。また、

¹⁶ 本調査では、日本エネルギー経済研究所の経験やIEAなど内外の諸機関が用いている分析手法を基礎に、操作性に重点をおいて分析モデルを構成した。その考え方については第4部で詳述する。

¹⁷ GDPの費目別内訳や部門別GDPなどの指標は、本来、マクロ経済モデルでの検討により決定されるべきである。また、そのようなモデルを本需要予測モデルに取り込むことはモデルを複雑化し、モデルの操作性の点でも好ましくない。そこで、そのような指標は極力外生変数として扱うシステムとした。なお、モデルを走らせる上ではこれらのマクロ指標が必要なので、次項で、その簡便な想定方法を述べる。

操作性の上でもモデルはシンプルなものの方が好ましい。つまり、モデルはシナリオの変化や政策選択の効果を相対的に評価する手段であり、試行計算を繰り返しながら、望ましい社会（達成すべき「夢」）の構築にむけて、それを実現するための手段（戦略）と道のり（ロードマップ）を策定する手段と考えるべきである。つまるところ、エネルギーのベストミックスについてはモデルが自動的にその解を出すのではなく、モデルによる検討を経て、我々自身がエネルギーベストミックスを実現するための政策目標、戦略とロードマップを設定することになる。今回用意したモデルは、あくまでもそのような検討を行うためのツールにすぎない。

4.2 経済発展のシナリオ

本調査では、長期経済見通しについては最終的には国家経済開発庁（NEDA）から提供されることを想定していた。しかし、同庁からは2010年までのGDP成長率が示されただけで、公式の長期経済見通しが得られないので、簡便法として以下のような経済発展シナリオを用いてモデル推計を行うこととした。

4.2.1 経済成長率の考え方

マクロ経済の長期見通しを検討する際によく用いられるのが下記に示すコブ・ダグラス生産関数である。

$$Y=A \cdot L^{\alpha} \cdot (\gamma K)^{(1-\alpha)}$$

ここでYはGDP、Lは労働投入量、Kは資本ストック、Aは全要素生産性（Total Factor Productivity）、 γ は資本利用率（Capital Utilization Rate）である。この式の対数を取り線形化すると、

$$\log Y = \log A + \alpha \log L + (1-\alpha) \log (\gamma K)$$

一般には上記の線形一次方程式を適用した回帰計算により、経済成長における労働、資本、生産性の貢献度が計算される。アジア開発銀行はこの方式によりフィリピン経済における各ファクターの貢献度を表4.2-1のように算出している。

ADBの分析のように、1997年のアジア通貨危機から回復したフィリピン経済は2003年には高度成長路線に復帰し、近年は力強い成長を続けている。実質GDP成長率は2005年には5.0%、2006年には5.4%を記録し、2007年には7.3%に達した模様である。2008年の経済成長率は6.5~7.0%になるものと見られている。現在の経済ブームは国際的なITシステムの発達によってもたらされたコールセンターやその他の海外向けサービス事業の活況にみられる好調なサービス産業と高水準を続ける海外労働者からの本国送金に支えられている。現在の好調が続くとすれば、2005~2010年の経済成長率は史上最高の6.5%に達するだろう。ただし、長期的には経済成長はやや緩やかな方向に転じていくと思われる。

これまでフィリピンでは2%を越える高い人口成長を記録したが、国連推計では、人口増加率は長期的には1%に近い方向へと次第に低下すると見られている。中国やインドの絶好調の経済

に引っ張られて好調を続けてきた世界経済も、エネルギー供給、世界の金融システム、気候変動などを巡る課題を抱え、次第にスローダウンするだろう。

表 4.2-1 フィリピンの経済成長における各要素の貢献度

	全要素生産性の上昇	労働力増加	資本増加	生産性+資本の貢献度
	$(\Delta A/A)$	$\alpha (\Delta L/L)$	$(1-\alpha) (\Delta K/K)$	
	(a)	(b)	(c)	(a+c)
	%	%	%	%
1961-1970	0.06	1.18	3.98	4.04
1971-1980	-0.64	1.38	4.57	3.93
1981-1990	-1.62	1.37	2.05	0.43
1991-2000	0.25	0.87	1.77	2.02
2000-2006	2.41	1.24	1.12	3.53

(出所) アジア開発銀行: 各国分析「フィリピン: 発展の制約要因は何か」(2007年12月)

上記のような観察をもとに、フィリピン経済の長期動向について労働力の伸びは 1.0~1.5%程度、全要素生産性+資本ストックの成長は 3.5~4.0%程度と見れば、経済成長率は概ね年率 5%程度で推移することになる。以下では 2005~2030 年間の実質経済成長率を基準ケースでは 5.0%、高成長ケースでは 6.0%、低成長ケースでは 4.0%と想定した。ただし、昨今のエネルギー価格高騰は米国の金融スキャンダルともあいまって世界経済に深刻な影響を与えそうな形勢にあり、長期経済発展シナリオについては慎重な検討が必要だろう。

表 4.2-2 経済発展シナリオ

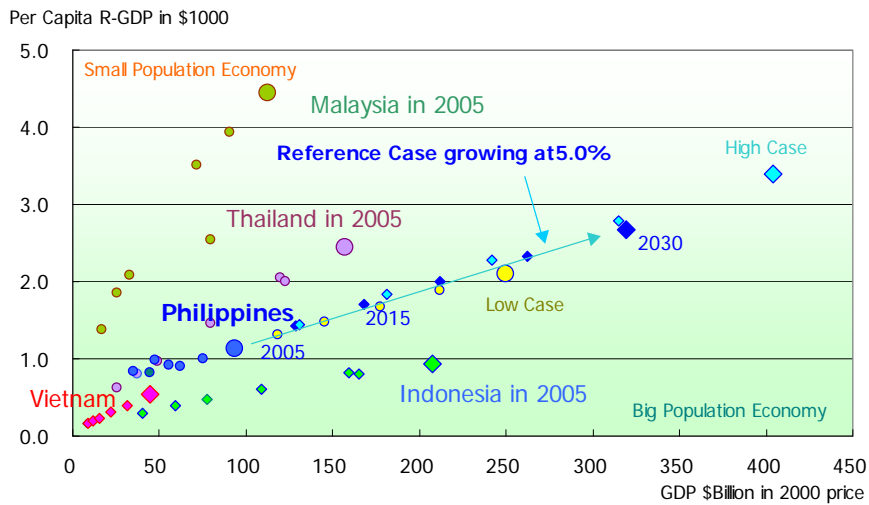
	Population	R-GDP		
		Reference	High Case	Low Case
	%	%	%	%
05 --> 15	1.7	6.0	6.8	4.5
15 --> 30	1.3	4.4	5.5	3.7
05 --> 30	1.5	5.0	6.0	4.0

(出所) 人口見通しは国連推計による

このようなシナリオを想定すると、フィリピンは GDP 総額では 2015 年、一人当たり GDP では 2030 年までに現在のタイの水準に到達する。2005 年から 2030 年間に経済規模は基準ケースでは 3.4 倍、高成長ケースでは 4.3 倍、低成長ケースでも 2.7 倍に拡張する。つまり、2030 年の経済規模の 2/3 は今後新たに増加する部分である。このような新規に拡大する経済分野は決して過去のトレンドの延長線上にあるものではない。むしろ、たとえば国際的なコールセンターや高度法務サービスの提供など、これまでのフィリピン経済がもっていない新しいビジネス分野が広がることで、成長がもたらされると考えるべきであろう。したがって、長期エネルギー見通しを作成するに当たっては過去のトレンドを単純に延長するのではなく、フィリピン経済の将来のグランドデザインをイメージし、そのようなグランドデザインに沿って長期展望を描き出すことが重要である。

このような発展の最大の原動力は、周辺国経済との格差が海外直接投資 (FDI) の誘因となるこ

とであろう。そのためには労働力の質の向上やインフラの整備が重要な要素となる。エネルギー安定供給体制の確保もその重要な一要素である。



(出所) アジア開発銀行などのデータを元に作成

図 4.2-1 フィリピンとASEAN 諸国

上記のシナリオは、たとえばタイ経済が年率4%で成長すると仮定すると、図 4.2-2 のように示すことが出来る。フィリピンの GDP 総額は 2005 年にはタイの 60%であったが、2030 年には、基準ケースでは 76%となり、高成長ケースではほぼタイに追いつく。一方、低成長ケースでは現在のまま 60%にとどまることになる。

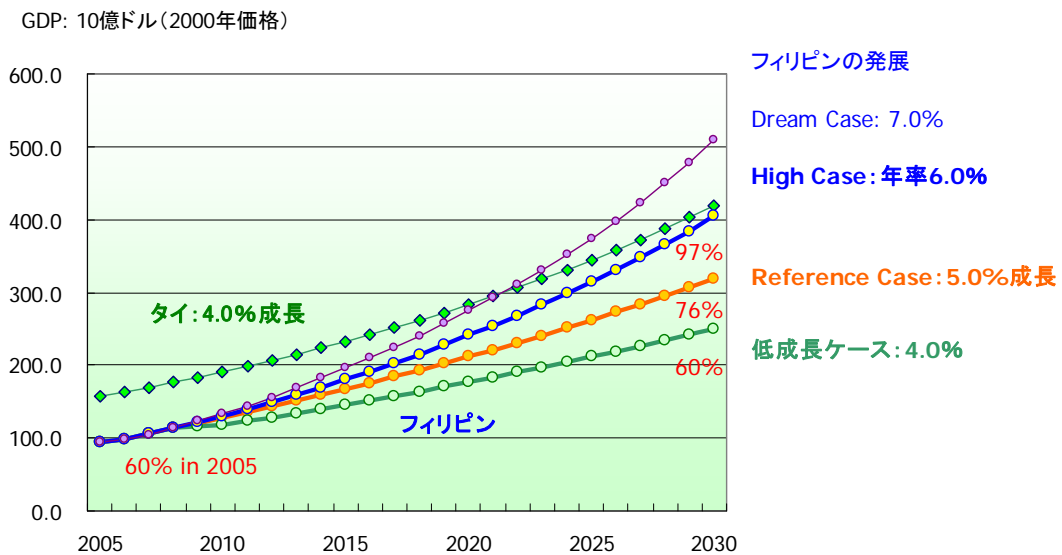


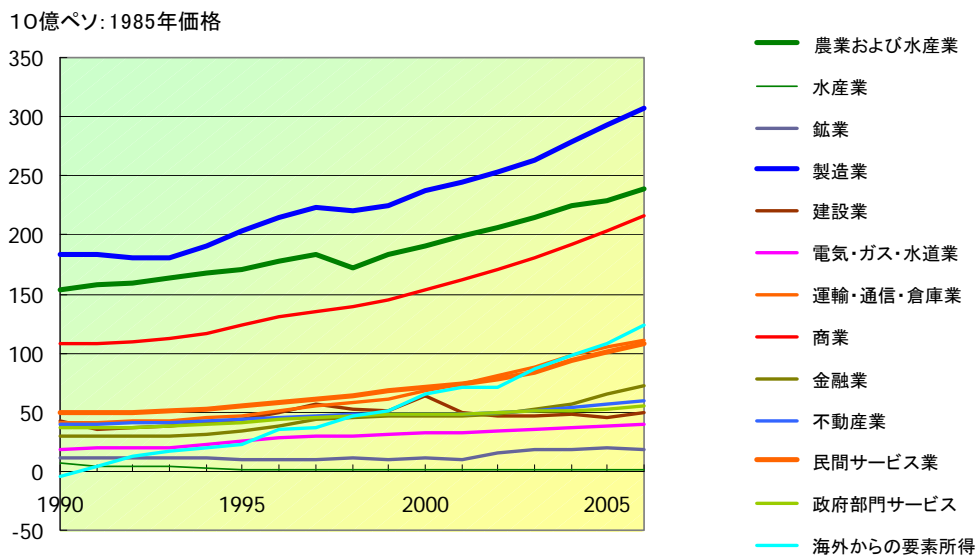
図 4.2-2 タイ経済に迫るフィリピン

2005 年には 1,100 ドルをやや上回る程度であった一人当たり GDP (2000 年価格) は、2020 年には 2,000 ドルに達し、2030 年には 2,700 ドルに迫る勢いとなる。年率 2.5~3.0% のインフレを想定すると、名目では 2030 年よりかなり前に 5,000 ドルを越える。これは現在のタイの倍、ほぼマ

レーシアの水準に相当する。一方、家電製品や自動車などの個人消費向け耐久財の価格は歴史的に見てもほとんどインフレの影響を受けない。したがって、今回の予測対象期間中に、フィリピンでは名目所得の大幅増加によって都市化や生活の近代化が相当進展すると見ておくべきであろう。

4.2.2 部門別 GDP の想定

次に、長期経済展望のなかでどのような分野が発展のリーダー役となるかは、エネルギー需要を考える上で重要な要素である。したがって、産業分野別の GDP あるいは生産指数などが、このような経済発展の特徴を示す指標として重要である。フィリピンの場合には部門別 GDP が図 4.2-3 に示すような分類で集計されている。



(出所)フィリピン統計局「フィリピン統計年報」

図 4.2-3 部門別 GDP の推移

一方で、部門別の GDP 統計についてどの程度の細分類が必要かであるが、その指標となるのが部門別のエネルギー消費量であろう。DOE による 2007 年版のエネルギーバランス表によれば、エネルギーの最大消費部門は輸送部門で全体の 42.8%を占め、これに家計部門 25.9%、製造業 21.0%が続いている。商業部門は全体の 8.2%を占めるに過ぎず、また、細かい業種別のエネルギー消費統計は存在しない。

需要予測の手法については第 6 章で説明するが、運輸部門については輸送モード別の推定を行うこと、製造業については特にエネルギー多消費産業について重点的な分析を行うことなどを考慮すれば、本モデルで使用する部門別 GDP は農林水産業、鉱業、製造業、建設業、運輸通信業、公益事業、商業サービス業、政府部門サービスの 8 部門程度の分類で良いと考えられる。

部門別 GDP は、本来、経済モデルを用いるなど踏み込んだ検討により推定すべきであるが、ここでは簡便法として経済全体の動向に対し各部門が相対的にどのような経路をたどるか、下記のような手法により部門別 GDP の成長率について GDP 成長率に対する弾性値の変化を想定する方法で推計した。

$$Y_t = Y_{t-1} \times (1 + \text{GDP 成長率} \times (A - B \times \text{年}))$$

ここで A は当該部門の GDP に対する前年の弾性値、B は弾性値の毎年の変化率である。成長が停滞気味の部門では現時点での弾性値 A の値が既に低く、将来もそれほど大きく変化はしない。経済成長の牽引力となっている部門では、弾性値 A の値が高く、将来もそれほど低下はしない。また、現在急成長しているが将来はある程度落ち着いた伸びになると見込まれる部門では、弾性値 A の値も高いが、その低下速度 B も大きいという想定になる。A の値は（単年度の数値ではブレが大きいので）ここ 5 年ほどの実績をスタート台にしているが、B の値は、今後の経済発展動向を想定しながら設定した値である。また、これらの値が妥当であるかどうかについては、カウンターパートと慎重に議論した。今回適用した推計式は、具体的には下記のとおりである。

農林水産： $Y_t = Y_{t-1} * (1 + \text{GDPGR} * (0.8 - (\text{Time} - 2006) * 0.004))$

GDP 弾性値は 0.8 から漸減する。

鉱業： $Y_t = Y_{t-1} * (1 + \text{GDPGR} * (1.6 - (\text{Time} - 2006) * 0.05))$

弾性値は暫く高い値が続くが、いずれ成長は頭打ちになる。

製造業： $Y_t = Y_{t-1} * (1 + \text{GDPGR} * (0.9 + (\text{Time} - 2006) * 0.01))$

製造業はこのところ低迷気味であったが、少しずつ経済のなかでのウエイトを上げる。

建設業： $Y_t = Y_{t-1} * (1 + \text{GDPGR} * (0.5 + (\text{Time} - 2006) * 0.015))$

建設業の伸び率は低い水準で推移する。

運輸通信： $Y_t = Y_{t-1} * (1 + \text{GDPGR} * (1.6 - (\text{Time} - 2006) * 0.02))$

（通信部門は）経済成長をリードする部門である。

公益事業： $Y_t = Y_{t-1} * (1 + \text{GDPGR} * (0.8 - (\text{Time} - 2006) * 0.01))$

社会基盤を提供する部門として、着実な発展が必要である。

表 4.2-3 部門別エネルギー消費(2007 年)

鉱工業	5232.7	21.5%	運輸業	10406.2	42.8%
製造業	5103.6	21.0%	鉄道	9.2	0.0%
食品加工	179.1	0.7%	道路輸送	7767.5	31.9%
タバコ	20.1	0.1%	水運	1501.1	6.2%
ココ・その他の食用油	38.9	0.2%	国内航空	46.4	0.2%
砂糖	814.1	3.3%	国際航空	1082.0	4.4%
その他食品製造業	996.2	4.1%	家庭部門	6293.2	25.9%
繊維・縫製	139.5	0.6%	商業	1991.9	8.2%
木材製品・家具	19.4	0.1%	農業	134.2	0.6%
紙パルプ・印刷	102.6	0.4%	農業生産物	60.0	0.2%
化学(肥料を除く)	328.3	1.3%	畜産・食肉	6.7	0.0%
肥料	30.4	0.1%	農業サービス	52.0	0.2%
ゴム・ゴム製品	21.8	0.1%	林業	1.3	0.0%
ガラス・ガラス製品	98.1	0.4%	水産業	74.2	0.3%
セメント	1410.1	5.8%	その他、非エネルギー用途	277.4	1.1%
潤滑油	0.3	0.0%	国内最終エネルギー消費合計	24335.6	100.0%
非鉄金属	122.4	0.5%			
基礎金属	287.3	1.2%			
機械設備	398.1	1.6%			
その他製造業	96.9	0.4%			
うちエネルギー多消費型産業	3938.6	16.2%			
鉱業	42.4	0.2%			
建設業	86.7	0.4%			

(出所)フィリピン・エネルギー省

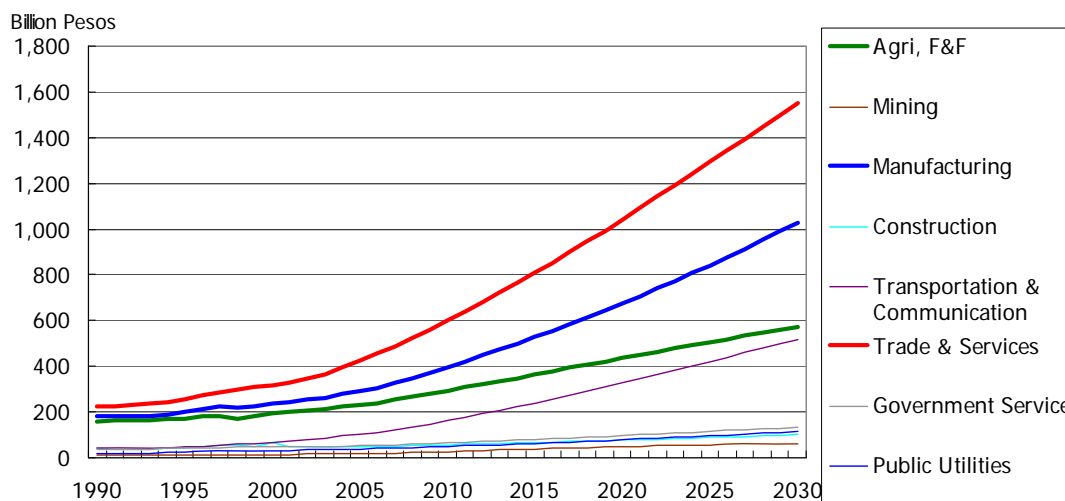
民間サービス： $Y_t = Y_{t-1} * (1 + GDPGR * (1.1 - (Time - 2006) * 0.005))$

通信部門とならんで、今後も比較的高い伸びを続ける。

政府サービス： $Y_t = Y_{t-1} * (1 + GDPGR * (0.55 + (Time - 2006) * 0.01))$

今後もあまり大きな伸びはないと考えられる。

なお、高成長ケースでは経済の牽引力となる製造業やサービス業の貢献はさらに大きくなる。一方、低成長ケースでは、これらの分野の貢献度が下がるとともに、政府サービスなど比較的安定した分野の貢献度が高くなるであろう。



成長率	農林水産業	鉱業	製造業	建設業	運輸通信業	公益事業	商業・サービス業	政府部門サービス	GDP
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
1990-2006	2.5	3.4	3.3	1.0	6.4	4.9	4.4	2.6	3.6
1998-2006	4.2	7.4	4.2	-0.6	8.4	3.5	5.5	2.2	4.6
2005-2010	4.9	6.3	6.2	4.2	9.2	5.6	7.1	4.5	6.3
2010-2020	4.0	6.1	5.4	3.2	7.3	4.8	5.7	4.0	5.3
2020-2030	2.8	2.5	4.3	2.7	4.6	3.9	4.0	3.3	3.9

図 4.2-4 部門別 GDP の推計:リファレンスケース

上記の簡便法による部門別 GDP の推計結果を図 4.2-5 に示す。GDP に占めるウエイトでは今後も商業サービス業の貢献が大きく、製造業がこれに次ぐという想定である。ここではその内容にまで立ち入った検討はしないが、長期エネルギー見通しの是非を検討する際には、経済の長期的グランドデザインにまで踏み込んで、整合性を検討することが望まれる。

4.3 省エネルギーに関する考察

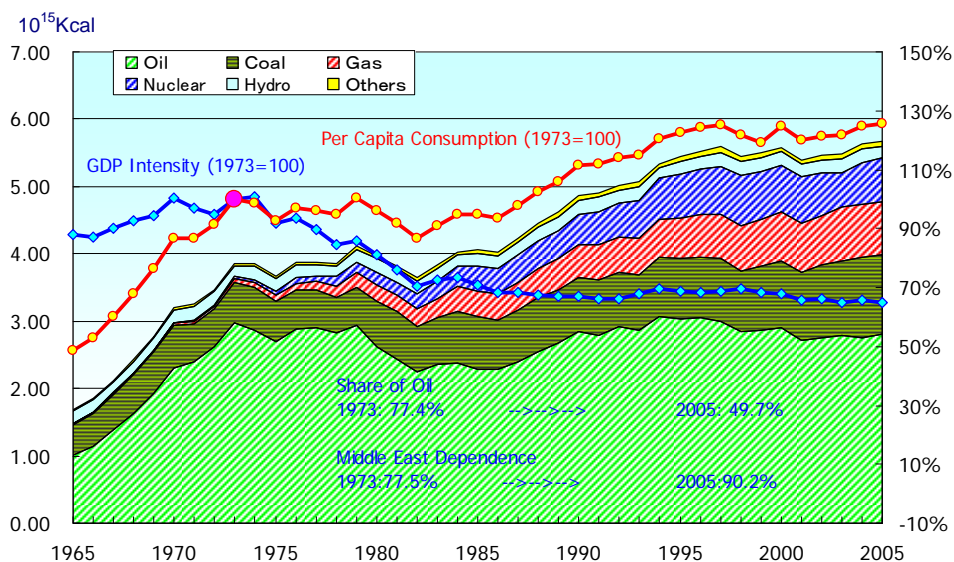
経済成長にともなうエネルギー需要の増加は避けられないが、それによって生じるエネルギー安全保障と環境問題を緩和する手段として、エネルギー使用の合理化と省エネルギー (Energy Efficiency and Conservation : EEC) は極めて重要である。省エネルギーはいわば「マイナスの需要」を創出する手段であり、また、その効果は大油田の発見にも匹敵する。そこで、省エネルギーへの取組みとその効果について、日本の例を参考としてみておきたい。

日本では 1973 年の石油危機を契機にエネルギー安全保障を強化するためのさまざまな取組みが進められた。省エネルギーはエネルギー供給の多様化と並ぶ重要な政策のひとつであり、大きな成果をあげた。実質 GDP 当たりのエネルギー消費は 1970 年対比で 2005 年には 65% にまで低下した。しかし、一人当たりのエネルギー消費は同じ期間に 26% も増加している。

この間の経過をさらに掘り下げてみると、図 4.3-2 に示すように、幾つかの顕著な傾向が読み取れる。

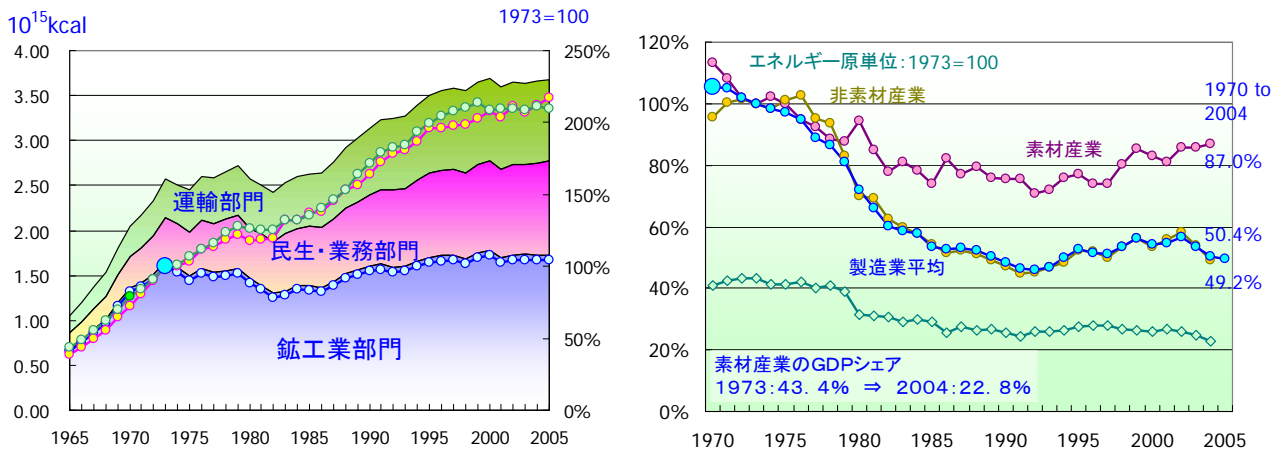
- ①1973～2005 年の間に鉱工業部門のエネルギー消費は僅か 4% しか増加していないが、民生・業務部門、運輸部門のエネルギー消費はいずれも倍増している。
- ②製造業では、エネルギー多消費の素材産業では、部門別 GDP 当たりのエネルギー消費は 13% の減少にとどまっているが、非素材産業では 50% を超える減少を記録した。
- ③また、製造業全体でも GDP 原単位はほぼ 50% 低下したが、これは各部門での省エネに加え、素材産業の GDP シェアが 1973 年の 43.4% から 2004 年には 22.8% へと半減したことの効果も大きい。もし産業構造の変化がなければ GDP 原単位の低下は 21% にとどまっていた計算になり、エネルギー寡消費型への産業構造の変化が大きく貢献している。

次に、省エネルギーはエネルギーを使用する機器の効率改善、より効率の良い運転と効果的なメンテナンスを通じて実現されるが、なかでも機器の効率改善の貢献度が大きい。これらの機器は 5～15 年、あるいはそれ以上の長期にわたって使用されるから、効率的な機器が市場に投入されても、社会に普及するまでにはかなりの期間が必要となる。つまり、省エネ型機器開発の効果は累積的に実現される。たとえばある機器の社会平均ストックに対して市場に投入された最新機器の効率が 10% 高く、その機器は 10 年程度で更新されるとすれば、新規の技術開発がなくても毎年 1% の効率改善は進むという計算になる。



(出所)IEEJ「エネルギー経済統計要覧」

図 4.3-1 日本の GDP 当たりエネルギー消費の推移



(出所)兼清賢介「Japanese Experience toward Energy Efficient Economy」(2007年11月、China International Energy Forum)

図 4.3-2 産業別エネルギー原単位の推移

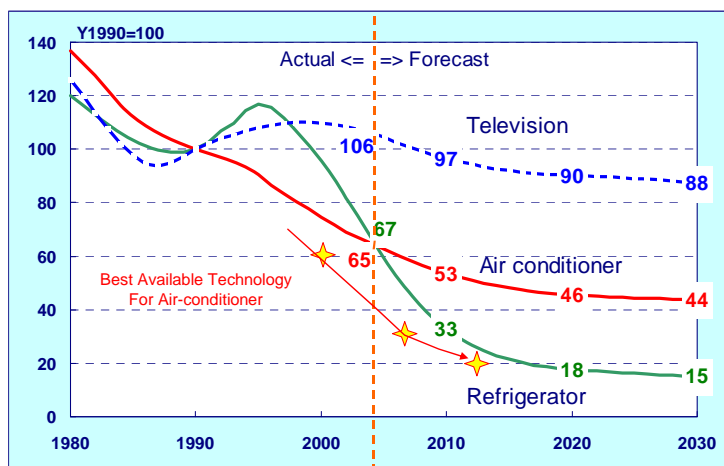
表 4.3-1 に示すように、日本では「トップランナープログラム」のもとでエネルギー使用機器の効率改善が強力に推進されてきた。しかし、それらの機器が全て市場を代表しているわけではない。日本エネルギー経済研究所によれば、日本全体のエアコンのエネルギー消費率は1990年対比で2005年には2/3程度に改善されたと推定されるが、これは1998年頃の最新機器の効率に相当する。2005年時点の最新機器では、エネルギー消費率は1998年の2/3程度へとさらに改善されている。ただし、このような効率改善は関係者のなみなみならぬ努力によって実現されていることを忘れてはならない。現在、日本では21品目がトップランナープログラムにリストされているが、品目ごとに20名を超える専門家による委員会があり、その下にさらに多くの専門家によるワーキンググループが設置されて、省エネルギー目標の実現可能性を技術と経済性の面から検討している。そのようにして設定された目標に向けて産業界のたゆまぬ努力が加わり、表 4.3-1 のような成果が実っているのである。

上記のような観察から、年率1%程度の省エネルギーは自然のトレンドとして実現されると見込まれるが、さらなる省エネの推進を図るには国を挙げての取組みの強化が必要であろう。また、省エネの推進には各部門における努力が必要なことはいままでの間もないが、前述のように経済構造の変化が果たす役割も大きい。フィリピンの場合、今後20年間で経済は3.4倍にも拡大するわけ

表 4.3-1 トップランナープログラムによる効率改善

	Base Year	Target Year	Improvement	
			Target	Result
TV Sets	1997	2003	16.4%	25.7%
Video Cassette Recorders	1997	2003	58.7%	73.6%
Air Conditioners	1997	2004	66.1%	67.8%
Refrigerators	1998	2004	30.5%	55.2%
Freezers	1998	2004	22.9%	29.6%
Gasoline Passenger Cars	1995	2004	23.0%	22.0%

(出所)経済産業省



(出所) 日本エネルギー経済研究所

図 4.3-3 家庭用機器のエネルギー効率

だから、20年後の経済の7割はこれから建設されるものである。したがって、過去のトレンドの上で省エネを論じるよりも、将来どのような経済社会を建設するかというグランドデザインのなかで省エネルギーを的確に位置づけていくことが大切であろう。

4.4 エネルギー需要予測のためのエネルギー価格シナリオ

4.4.1 IEA(International Energy Agency)による原油価格の設定

エネルギー需給予測を行うに際して、通常、原油価格動向が前提条件の一つとして設定される。その際、一般的には将来の原油価格を予測するのではなくシナリオを想定する、すなわち国際的な石油需給条件を考慮して「リファレンスケース (BAU ケース)」や「高価格ケース」のような価格シナリオを想定している。今回調査でも「リファレンスシナリオ (含 BAU ケース)」や後に説明する「高価格ケース」、「低価格ケース」を設定した。

第3章で説明したように、2008年1月にはNYMEXのWTI価格が1バレル100ドルを突破し、その後も上昇を続け、7月には147ドルを超えた。これに引きずられるように天然ガスや石炭の価格も上昇の度を早めている。このような市場の勢いと較べると、現在入手可能な国際的なエネルギー見通しはほとんどが昨年策定されたもので、そこで想定された価格シナリオも色褪せてしまったと言わざるをえない。参考のために、昨年策定されたIEAの「World Energy Outlook 2007」における価格想定を整理しておくとおりのとおりである。

IEA見通しにおける化石燃料価格の想定では、BAUケースにおける世界の平均石油輸入価格は実質価格(2006年価格)で2006年の\$61.72/バレルから2030年には\$62.00/バレルへわずかに上昇する。名目価格では、デフレーターが年率2.3%で上昇すると見込み、同期間に\$61.72/バレルから\$107.59/バレルへ上昇するとされている。IEAの見通しには「高成長シナリオ」も想定されているが、それによると2030年には「ベースケース」に比べて実質25ドル高、すなわち\$87/バ

レルとなる¹⁸。

表 4.4-1 IEA (International Energy Agency)による化石燃料別価格想定

(unit: \$/unit)

IEA Forecast							Japan CIF
BAU Case	Unit	2000	2006	2010	2015	2030	2007.12
Real Terms (year-2006 price)							
IE Crude Oil Imports	Barrel	32.49	61.72	59.03	57.30	62.00	90.79
Natural Gas							
<i>United States Imports</i>	Mbtu	4.49	7.22	7.36	7.36	7.88	
<i>European Imports</i>	Mbtu	3.27	7.31	6.60	6.63	7.33	
<i>Japanese LNG Imports</i>	Mbtu	5.49	7.01	7.32	7.33	7.84	9.26
OECD Steam Coal Imports	tonne	39.05	62.87	56.07	56.89	61.17	77.24
Nominal Terms							
IE Crude Oil Imports	Barrel	28.00	61.72	65.00	70.70	107.59	
Natural Gas							
<i>United States Imports</i>	Mbtu	3.87	7.22	8.11	9.08	13.67	
<i>European Imports</i>	Mbtu	2.82	7.31	7.27	8.18	12.71	
<i>Japanese LNG Imports</i>	Mbtu	4.73	7.01	8.06	9.05	13.61	
OECD Steam Coal Imports	tonne	33.65	62.87	61.74	70.19	106.14	
High Growth Scenario							
Real Terms (year-2006 price)							
IE Crude Oil Imports	Barrel	32.5	61.7	64.4	66.8	87.0	
Natural Gas							
<i>United States Imports</i>	Mbtu	4.5	7.2	8.0	8.6	11.1	
<i>European Imports</i>	Mbtu	3.3	7.3	7.2	7.7	10.3	
<i>Japanese LNG Imports</i>	Mbtu	5.5	7.0	8.0	8.6	11.0	
OECD Steam Coal Imports	tonne	39.1	62.9	57.6	60.9	72.7	

(注) Prices in the first two columns represent historical data. Gas prices are expressed on a gross calorie value basis. All prices are for bulk supplies exclusive of tax. Nominal prices assume inflation of 2.3% per year from 2006.

(出所) compiled from "IEA World Energy Outlook 2007".

4.4.2 原油価格の将来シナリオ

今回調査では、将来の原油価格動向について IEA や日本エネルギー経済研究所の手法にならって4つのシナリオ、すなわち「リファレンスシナリオ」、「高価格シナリオ」、「超高価格シナリオ」、「低価格シナリオ」を想定した。「超高価格シナリオ」は原油価格が非常に高騰した場合、フィリピンにいかなる事態が生じるかを検証するために想定したものである。また低価格シナリオの場合は、全く逆の想定である。

(1) リファレンスシナリオ

世界の原油価格は多くの要因の影響をうけて大幅に変動している。「リファレンスシナリオ」では次のような要因を想定した。

- a) 石油需給状況（原油および石油製品）については現状の傾向が継続する

¹⁸ 上記価格は WTI 原油価格に比べて \$5/バレル程度低い。それは世界の輸入価格には各種の原油、例えばより重質の原油（高価なガソリン等の得率が小さい）なども含まれているためである。世界平均輸入価格と WTI 原油との価格差は、投機資金の市場への流入が WTI 価格を押し上げる作用を与えているため、一層拡大している。アジア市場における基本的な価格形成は、「ドバイ+オマーン」のスポット価格に基づき、品質格差を調整して決定されている。

- b) 世界の経済成長は現状の傾向が継続する
- c) 「先物市場」における投機資金の動向は現状並で推移する

こうした市場状況を考慮して、IEA や日本エネルギー経済研究所は、「リファレンスシナリオ」として実質価格で「現状横ばい」ないしは「若干の上昇」を想定している。今回調査における「リファレンスシナリオ」としては、①2007年の世界平均輸入 FOB 価格が実績で\$70/バレル(USDOE のデータベース)であること、②直近の WTI 価格は 130 ドルを越える水準で推移していること、③2008年4月の日本着平均原油価格は 100 ドルを突破したこと、などを考慮して、2008年には原油 CIF 価格が\$120/バレルとなり、過去のトレンドを大まかに伸ばすと、2030年には実質価格で\$160/バレルまで上昇すると想定した。

(2) 高価格シナリオ・超高価格シナリオ

「高価格シナリオ」は、国際石油市場が非常にタイト化し、原油価格が「リファレンスシナリオ」よりもかなり上昇するケースである。こうした状況が生じる理由は以下のような要因による。

- a) 石油開発投資が遅延し、他方中国やインド等のアジア地域や米国で需要増加が続く
- b) 石油資源の制約が、例えば「ピークオイル論」が示すように、世界的に広く認識される
- c) ファンド資金のような投機資金が「先物市場」に積極的に入り込み、その行動が価格変動の幅を増幅し、不安定な状況を作り出す

こうして、「高価格シナリオ」では、原油価格は 2030年には実質価格で\$200/バレルの水準に到達するケースを想定する。また、「超高価格ケース」では\$240/バレルに達するケースを想定する。

(3) 低価格シナリオ

現在の原油価格が需給バランス以外の諸要因によって予想を超えて増大していること、このような価格上昇はいずれ需要の減退を招き、市場の需給バランスは落ち着いたものとなる可能性があることを考慮すれば、原油価格はある程度のレベルで落ち着き、あるいは下落すると想定することも可能である。低価格シナリオでは以下のような状況を想定した。

- a) 世界の経済成長率は米国の「サブプライムローン」のような金融問題や北京オリンピックの終了等の多様な要因によって伸び悩む。また、高価格を反映して石油需要の伸びは一服する。
- b) エネルギー分野における投資が、高価格を反映して増大し、需給関係を緩和させる
- c) 投機資金が先物市場以外の市場に向かう、あるいは基金が不足する

このシナリオでは、原油価格は、\$120/ドル程度で落ち着き、2030年までこの水準を維持するものと想定している。

図 4.4-1 に、世界の原油輸入価格の実績（名目価格）と、上記の想定に基づくシナリオ別将来推定（実質価格）を示す。

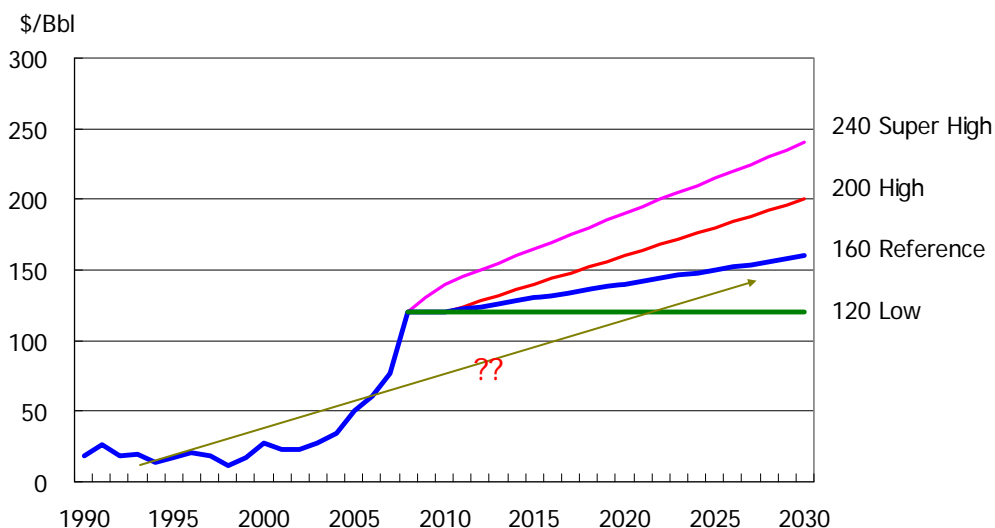


図 4.4-1 世界平均輸入価格(FOB)とシナリオ別推定

4.4.3 将来の天然ガス価格シナリオ(含 LNG)

アジア市場における天然ガス価格は、現在、第3章で見たように国際市場における原油価格を参照して決定されている。したがって、将来の天然ガス価格シナリオは、原油価格を参照して設定するのが妥当であろう。今回調査では、原油価格に関して「リファレンスシナリオ」、「高価格シナリオ」、「超高価格シナリオ」、「低価格シナリオ」を想定した。天然ガス価格シナリオもこうした原油シナリオに基づいて想定した。

天然ガスの価格設定方式は、目下、原油価格リンクのウェイトを引き下げる、あるいはスポットの要素をもっと取り込む等、転換期にある。しかし、今後程度の差はあっても、原則、原油価格リンクは続くだろう。ただし、需要の伸びの著しい自動車用燃料としては、使用に移動がともなうため液体である石油に代わる競合燃料のポテンシャルがそれほど高くないのに比べ、固定的消費設備が中心の天然ガスは石炭、原子力、再生可能エネルギーなどとの競争に晒される。そこで本調査では天然ガス価格は原油価格の70%程度に落ち着くものと想定した。フィリピンの場合、近隣諸国の状況を勘案すると、天然ガスの輸出入取引の形態ではパイプラインガス取引は考えられないので、そのような取引が起こる場合にはLNGによる取引となるだろう。

「リファレンスシナリオ」では、日本着LNG価格(CIF)は、2008年における原油価格\$120/バレルに対応するものとして上述の方式で計算すると\$12.7/MMBtuとなる。この価格は2030年には\$19.5/MMBtuに到達する。「高価格シナリオ」では、2030年の原油価格\$200/バレルに対応するガス価格は\$24.3/MMBtu、また、「超高価格シナリオ」では、2030年の原油価格\$240/バレルに対応するガス価格は\$29.2/MMBtu、となる。

「低価格シナリオ」では、2008年の原油価格\$120/バレルに対応する天然ガスの価格は\$12.7/MMBtuが2030年まで維持される。図4.4-3にシナリオ別のLNG価格想定を示す。

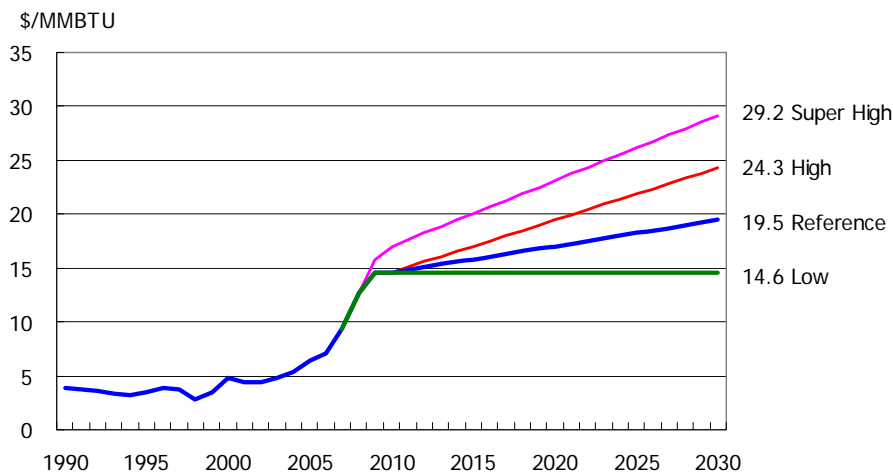
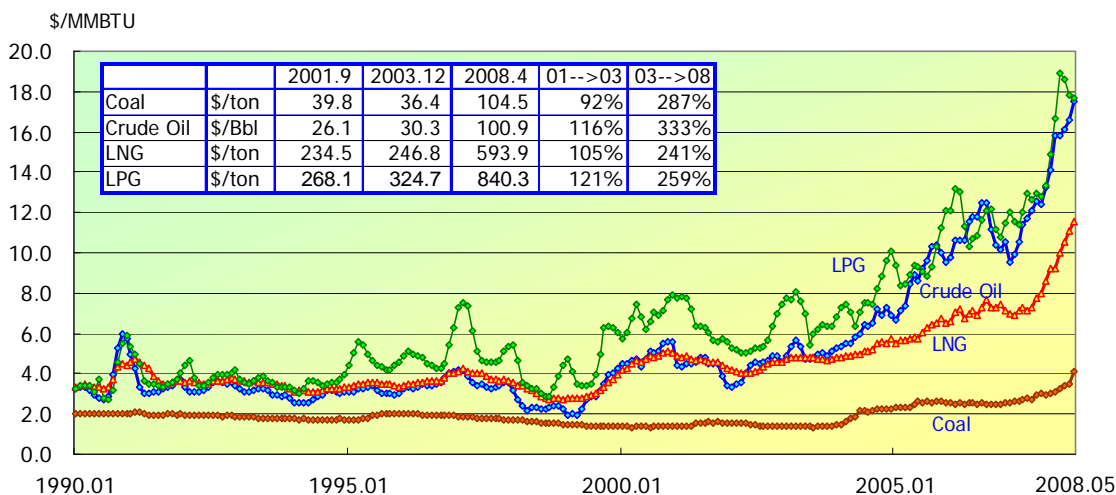


図 4.4-2 LNG 価格(CIF 日本)の実績とシナリオ別価格推定

4.4.4 LPG 価格のシナリオ

図 4.4-3 にみられるように、各種のエネルギーの中で LPG の国際価格は最も変動が激しい。これは LPG の供給が製油所での生産、油田随伴ガスや LNG プラントでの生産によっているものの、いずれの分野においても「副次的生産物」で、かつ得率も低いこと、一方、小口配送などに適したクリーンエネルギーであるため、世界的に需要が伸びていることによる。これまでは油田随伴ガスから回収した LPG を輸出するサウジアラビアが世界最大の LPG 供給国で、国際価格の決定をリードして来た。当面、カタールで世界最大規模の LNG プラントの建設が進んでいるため、2010 年頃までは LPG 供給は比較的順調に増加すると見込まれているものの、価格は従来同様激しく変動している。



(出所) 経済産業省、財務省

図 4.4-3 日本着のエネルギー価格(CIF)

これまで LPG の国際価格は熱量等価で原油の 1.1 倍程度で推移してきており、今後もこの比率が続くものとして将来価格を推定した。2008 年の原油価格 \$120/バレルに対応して LPG 価格は早

晩、トン当たり 1,000 ドルの大台に達し、2030 年にはリファレンスケースで実質価格 1,400 ドルまで上昇するものとみた。さらに「高価格ケース」では 1,800 ドル、「超高価格ケース」では 2,200 ドルに達するものと想定した。

ただし、LPG の需給においては、中国の例に見られるように新興国で LNG やパイプラインガスによる都市ガスシステムが導入されると、相当量の需要が天然ガスに置き換わる可能性がある。したがって、需給逼迫が一方通行的に起きるわけではないので、世界の需要動向をつぶさに観察しておくことが肝要である。

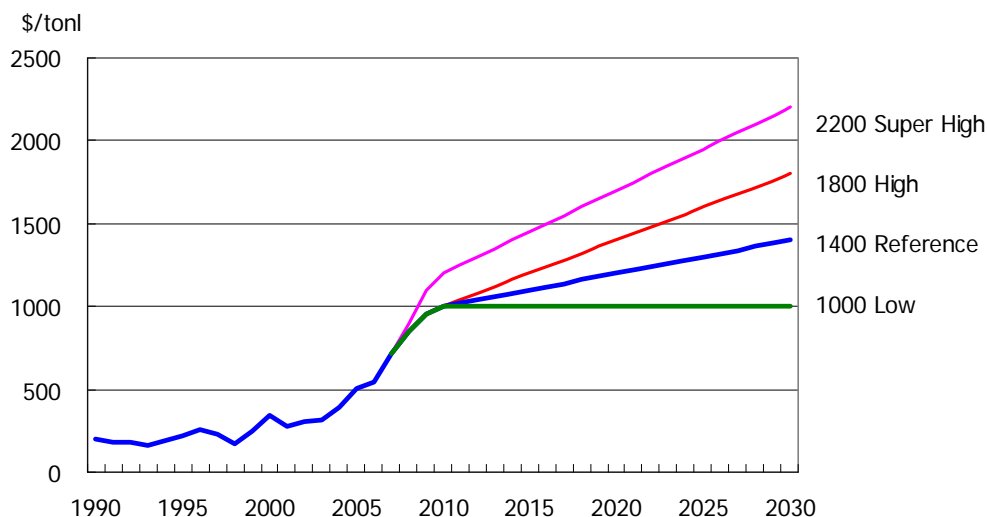


図 4.4-4 LPG 価格(CIF 日本)の実績とシナリオ別価格推定

4.4.5 将来の石炭価格シナリオ

石炭の国際価格は、熱量等価でみた石油や天然ガスの価格に較べて、伝統的に相当低い水準で推移してきた。これは石炭が世界中に広く大量に賦存し、入手が容易であることに加え、クリーンではなく使用に不便という特徴を持つためである。しかし最近では石炭価格ですら急速に上昇してきている。

第 3 章で見たように今後もアジア太平洋市場では長期契約による価格決定方式が継続すると考えられる。しかし、インドや中国のような巨大産炭国が輸入国として市場に参入してきたことにより、スポット取引の重要性も増すことになろう。石炭は豊富に賦存し、相対的に低価格であるため、将来もさらに多くのアジア諸国が石炭市場に参入する、あるいは輸入調達を増やすことになろう。アジア太平洋石炭市場の先行きは全く不確実と言わざるをえない。今回の調査ではこうした不確実性を考慮し、石炭価格でもこれまでのように石油やガスから遅れた緩慢な調整ということは無くなり、原油の変化に対応してかなりの程度敏感に反応するものと想定した。

「リファレンスシナリオ」では 2008 年の \$120/バレルに対応して豪州炭 (FOB) は \$120/トンとなり、この価格は 2030 年には 160 ドルに到達する。「高価格シナリオ」では 2030 年の価格は \$200/トンに達し、「超高価格シナリオ」では \$240/トンとなる。一方、「低価格シナリオ」では 2008 年の \$120/トンが 2030 年まで維持される。

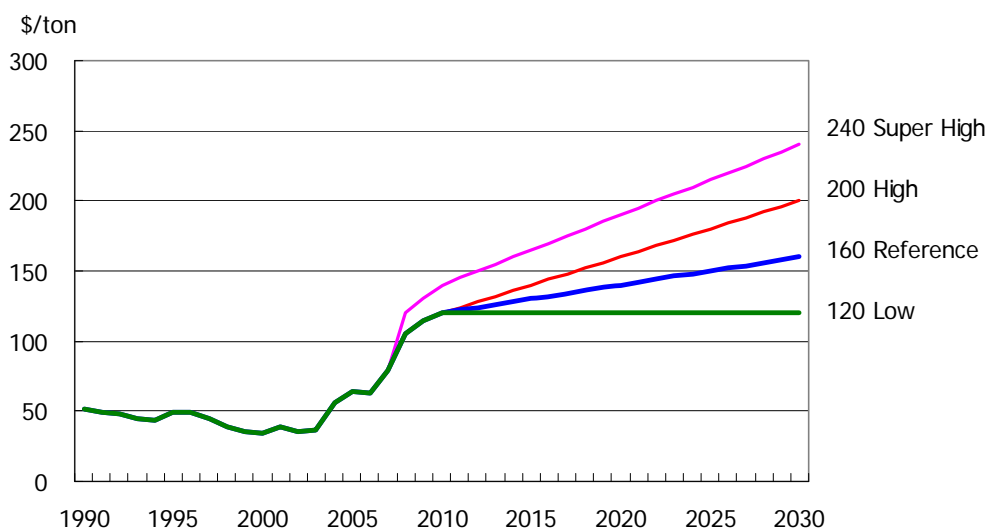


図 4.4-5 石炭価格(CIF 日本)の実績とシナリオ別価格推定

4.4.6 フィリピン国内におけるエネルギー価格のシナリオ

フィリピン国内における最近のエネルギー価格の動向を、上述の国際価格の動向と比較すると表 4.4-2 のとおりである。原油や天然ガスは概ね国際価格並の水準にあるが、国内で産出する石炭は品質がやや劣る点もあって国際価格より割安である。一方、LPG の国際価格は CIF (運賃保険料込みの輸入価格) 価格であるが、国内価格には配送コストや販売経費が含まれるので、5 割方高い価格となっている。

表 4.4-2 エネルギー価格:国際価格と国内価格の推移

		単位	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	平均
原油	国際価格	PHP/litter	7.53	7.29	7.62	9.24	12.20	17.28	19.47	11.52
	国内価格	PHP/litter	7.30	7.30	7.70	9.14	11.86	17.84	19.83	11.57
	比率	%	97%	100%	101%	99%	97%	103%	102%	100%
石炭	国際価格	PHP/kg	1.53	1.99	1.85	1.97	3.12	3.54	3.26	2.47
	国内価格	PHP/kg	2.11	1.20	1.10	1.00	1.70	2.00	1.90	1.57
	比率	%	138%	60%	59%	51%	54%	57%	58%	64%
天然ガス	国際価格	PHP/MMBt	215	226	229	259	300	352	366	278
	国内価格	PHP/MMBt	192	271	260	293	318	347	380	294
	比率	%	89%	120%	114%	113%	106%	99%	104%	106%
LPG	国際価格	PHP/litter	7.63	7.11	7.77	8.60	10.98	13.86	13.85	9.97
	国内価格	PHP/litter	9.90	10.60	10.40	12.30	15.40	19.10	24.30	14.57
	比率	%	130%	149%	134%	143%	140%	138%	176%	146%

(出所)国際価格は日本エネルギー経済研究所、国内価格は DOE

ここでの試算では、将来の国内エネルギー価格は基本的に国際価格に連動するものと考え、次のように想定する。

- ・原油や天然ガスは国際価格とほぼ同じ水準で変動する、
- ・石炭については、輸出需要の増加などにより国際価格の影響をより強く受け、国際価格に対する比率が 70%程度まで上昇する

LPG については、輸入価格の上昇により、国内経費の比率がやや下がり、末端価格は国際価格の 140%になるものと想定する。

ガソリンや軽油などの石油製品の価格は、原油価格に連動して変動するものとする。

高価格ケースや低価格ケースについても、上記と同じ想定とする。

また、電力料金の考え方についてはより踏み込んだ分析が必要であろうが、ここでは簡便法として、「石炭：天然ガス：重油＝1.0：1.0：0.5」の構成比率による燃料費指標を考え、電力料金はこの指標に連動して変化するものと想定する。ただし、燃料価格が近年大幅に上昇しているため、この指標に対する電力料金の比は逡減傾向で推移するものと想定する。

上記のような想定による国内エネルギー価格の見通しを表 4.4-3 に示す。上記の想定はあくまでも簡便法によるものである。国内エネルギー価格は、エネルギー課税や補助金など重要なエネルギー政策を反映するものであり、また、政治的にも微妙なテーマなので、本来、慎重な検討を要するファクターである。ただし、次章のモデル試算結果にみるように、エネルギー需要に対する価格効果はそれほど大きなものではない。したがって、このような簡便法を用いたシミュレーションによっても、長期的なエネルギー政策の方向性を議論するうえでは大きな支障はないといえよう。

表 4.4-3 国内エネルギー価格の想定：リファレンスケース

	Unit	2000	2005	2010	2020	2030	2005年対比		
							2010	2020	2030
							%	%	%
原油	Peso / litter	7.3	17.8	33.9	39.5	45.2	190	222	253
石炭	Peso / kg	2.1	2.0	3.2	4.1	4.9	161	203	246
天然ガス	Peso / mmBtu	192.0	346.9	642.1	749.1	856.1	185	216	247
LPG	Peso / litter	9.9	19.1	30.8	37.0	43.1	161	194	226
ガソリン	Peso / litter	15.0	30.7	53.1	65.3	79.9	173	213	260
灯油	Peso / litter	11.7	29.5	52.8	64.9	79.3	179	220	269
ジェット燃料	Peso / litter	15.2	32.6	59.6	74.1	91.6	183	227	281
軽油	Peso / litter	12.1	28.8	50.4	61.7	75.0	175	214	260
重油	Peso / litter	9.7	18.9	38.2	45.3	53.0	202	240	280
電力料金(平均)	Peso / kWh	4.5	6.8	12.0	14.0	16.1	176	206	236
家庭用	Peso / kWh	4.8	7.0	12.8	14.8	16.8	182	211	240
商業用	Peso / kWh	4.5	7.2	12.3	14.4	16.5	171	200	230
産業用	Peso / kWh	4.3	6.2	11.2	13.1	14.9	181	211	241

4.5 シナリオ設定とケーススタディ

本調査での分析を進めるうえで、どのようなケースを出発点とするかは国家エネルギー計画の基本方向を示すものであり、リファレンスケースの設定は最も重要な作業である。今回の調査では、最初に現在のトレンドを延長したビジネスアズユージュアル (Business as usual : BAU) ケースを検討した。BAU ケースでは「フィリピン経済は今後 5.0%で成長を続ける一方、世界の原油価格は 2030 年には 160 ドル/バレルに達する」というシナリオを想定する。2007 年に日本エネルギー経済研究所が今回調査とは関係なく独自に行った試算によると、フィリピンのエネルギー見通しは次のように要約される。

- ①最終エネルギー需要は年率 4%で増加し、2030 年には 2005 年の 2.6 倍に達する。
- ②資源制約のため、今後大規模発見がない限り、エネルギーの国内生産は 2015 年以前にピーク

アウトする。

③この結果、エネルギー自給率は急速に低下する。伝統的非商業エネルギーを除く自給率は2005年の40%から18%に低下し、化石燃料比率は73%から86%に上昇する。

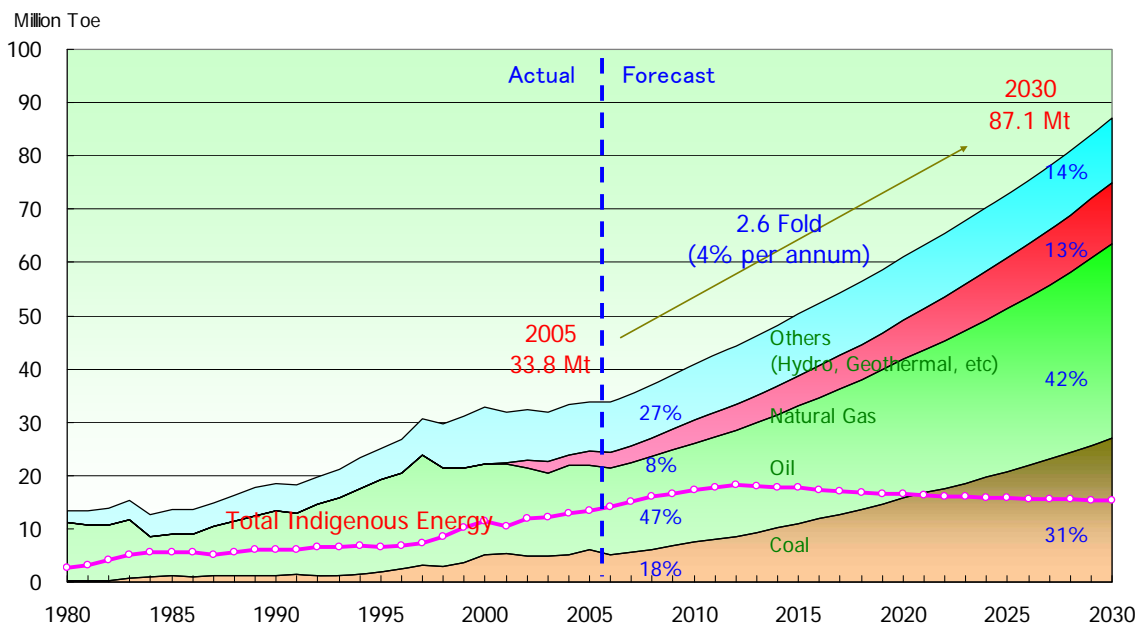


図 4.5-1 日本エネルギー経済研究所の推定:BAUケース

今回策定したモデルによる分析結果は次章以降で詳しく述べるが、大きなトレンドはこの見通しとさほど変化はない。すなわち、フィリピンのエネルギー消費トレンドは他の ASEAN 諸国に較べれば穏やかではあるが、エネルギー需要の増加にともなう輸入化石燃料依存度の上昇は持続的発展に対する脅威となるだろう。世界のエネルギー需給がタイト化する中で、フィリピンがBAU ケースに見られるようなエネルギー消費の増加を漫然と続けることは許されないであろう。エネルギー問題が持続的成長の制約となるのを避けるためには、このようなトレンドから生じるストレスを可能な限り緩和する必要がある。

そこで、本調査では、比較的無理なく実現できる省エネルギーの推進を年率0.5%程度と想定し、エネルギー最終需要で2015年では約8%、2030年では約15%の省エネルギー達成を目標とする「リファレンスケース」を長期エネルギー政策の指標として設定した。

そして、図4.5-2に示すように、このリファレンスケースを出発点としてさまざまな検討を行うこととした。それらは次のように需要動向の変化に関するものと供給条件の差異に関するものとに大別される。

①需要動向の変化に関するもの

・経済成長シナリオ:

リファレンスケースの経済成長率を5%と想定し、成長率±1%の変化の影響を検討

・エネルギー価格シナリオ:

リファレンスケースでは2030年の原油価格を1バレル当たり160ドルと想定し、高価格ケースでは200ドル、超高価格ケースでは240ドル、逆に低価格ケースでは120ドルのケースを検討

- ・省エネルギー促進シナリオ：
 - リファレンスケースで想定した年率 0.5%の省エネ進展に対し、EEC 進展ケースでは年率 1.0%、超省エネケースでは年率 1.5%を想定
 - ・モータリゼーションの動向：
 - 自動車やバイクの普及がリファレンスケースより 10～25%程度加速するケースを検討
- ②供給条件の差異に関するもの
- ・原子力発電の導入：
 - リファレンスケースでは原子力発電所は予定していないが、2025 年より 100 万 kW の原子力発電を導入するケースを検討する。
 - ・天然ガス導入の進展：
 - 2020 年より LNG の輸入を見込む。LNG 輸入は 2 段階に分け、フェーズ - 1 では 2020 年より 3 年かけて 150 万トン、フェーズ - 2 では 2025 年より 3 年かけてさらに 150 万トンを導入
 - ・地熱発電の導入加速：
 - 2015 年以降の地熱発電の導入を加速し、リファレンスケースの倍とする
 - ・バイオフェューエルの導入：
 - バイオフェューエルの導入量を加速し、リファレンスケースの倍とする。このほか、バイオフェューエル導入についてはさまざまなケーススタディを実施する。

上記の試算結果の詳細とインプリケーションについては第 6 章と第 7 章で説明する。

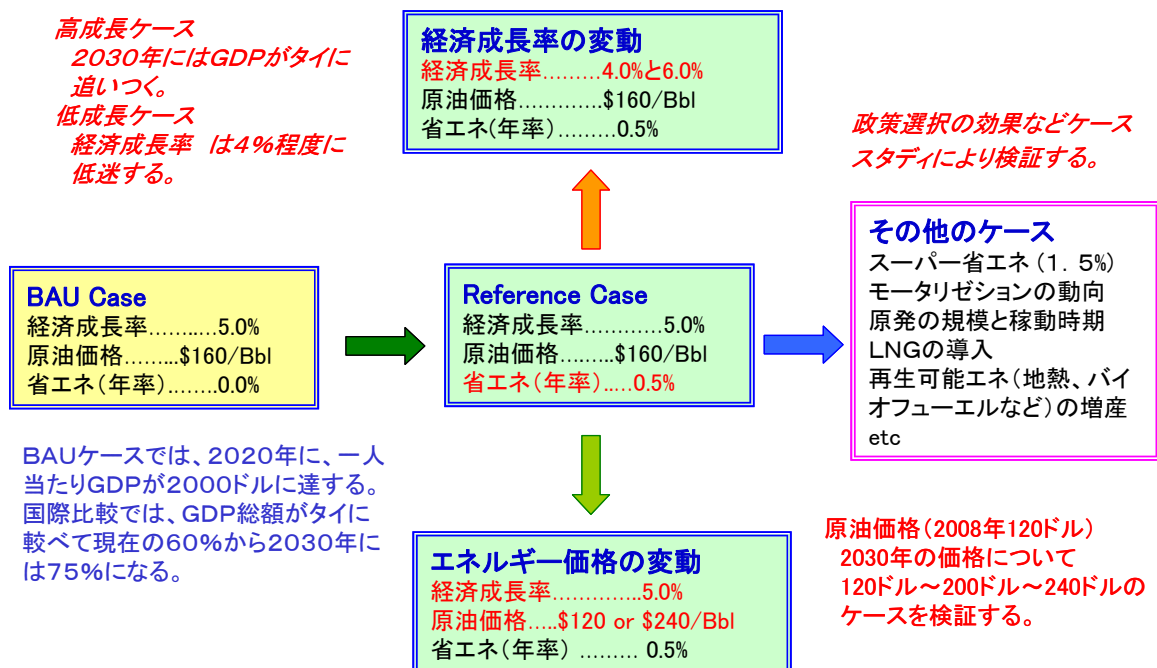


図 4.5-2 ケースの設定

第5章 フィリピンのエネルギー供給見通し

本章では、長期エネルギー見通しの分析において必要となる各エネルギーの供給見通しを展望する。ここで議論するエネルギーソースは①石炭、石油、天然ガスのような化石燃料、②原子力、③水力、地熱、バイオフェューエル、その他の自然エネルギーのような再生可能エネルギーに分類できよう。加えて、特殊なエネルギーであり、供給増加には巨額の設備投資を必要とする電力部門についても需給面での課題を検討しておくことが必要である。

5.1 化石燃料

フィリピンではエネルギー供給の太宗を化石燃料が占めており、今後もこの状況は続くと思込まれる。また、国内資源はそれほど豊富ではなく、需要増加は輸入により供給することになる。したがって、長期エネルギー戦略を策定するにあたっては、まず国産エネルギー供給の可能性を出来るだけ正確に把握しておくことが重要である。

5.1.1 石炭供給

フィリピンの2007年における石炭供給量は、合計で約1,145万トンと見込まれる。その内訳は国内炭が372万トン（全体の約32%）、輸入炭が773万トン（同約68%）で、石炭供給の3分の2を輸入に依存している。それでも、国内炭生産量は2002年以降6年連続で年平均20%の増加率で増加している。2007年の国内炭生産量（小規模炭鉱を除く）は過去最高を記録し、国内炭供給は着実に拡大の傾向にある。また、輸入量は1995～2001年には年平均31%のペースで大幅に伸びたが、2001年以降は伸び悩んでいた。これも2007年には過去最高の輸入量を記録した。図5.1-1にフィリピンの過去30年間の石炭需給状況を示す。

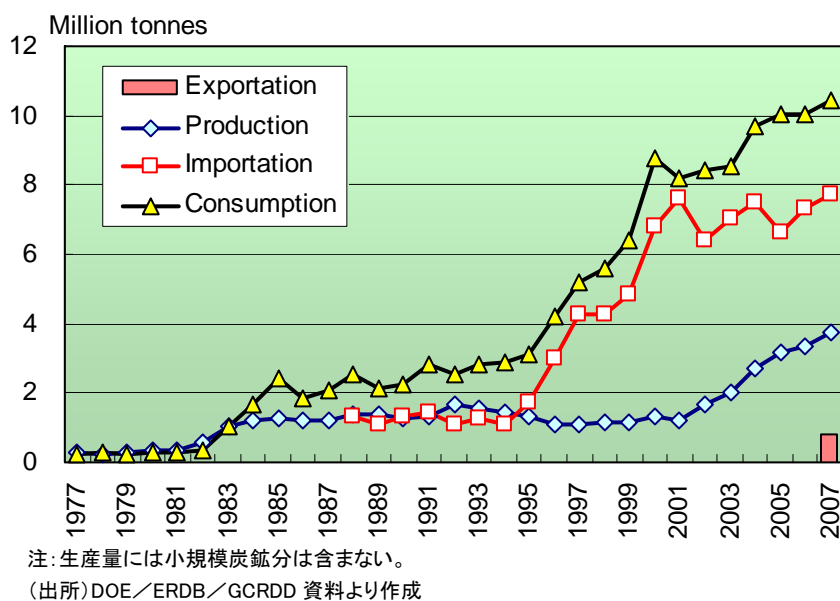


図 5.1-1 フィリピンの石炭需給状況

国内炭生産量の94%を占めるセミララ鉱山（Semirara Mining Corporation）の生産能力は、2007年には年産400万～450万トンであった。一方、2007年の国内出荷量は278万トンと前年比7.3%の伸びを示したものの、フル生産には至らなかった。2008年には生産能力を年産500万トンへ増強する計画で、これは2007年2月から開始した輸出をさらに推進する方針に基づくものである。現在の輸出先はインド、中国、香港で、今後も引続き拡大していく計画である。

同社のパニアン（Panian）地域の埋蔵量は、現在の坑底レベル（-260m）をさらに掘り下げると幾分増すが、剥土比（現在は約11bcm/t）が高くなる。生産量との兼ね合いになるが、年産300万トンのペースだと採掘寿命は10年位しかもたない。埋蔵量確保のため、海側への拡張を検討している。パニアン地域の後継と位置付けられているヒマリアン（Himalian）新規開発予定地域は、炭層を覆う石灰岩を剥土する必要があるため、開発初期の10～15年は生産能力までフル生産できない見通しである。

その他の石炭供給者の年間生産量は、数1,000トンから数万トン程度で、全てを合わせても約20万トンにしかない。生産地はセブ（Cebu）、ミンドロ（Mindoro）、ネグロス（Negros）、サマル（Samar）、スリガオデルスル（Surigao Del Sur）、ザンボアンガデルスル（Zamboanga Del Sur）など全国各地に分散しており、基本的には産炭地周辺の地元需要家への石炭供給を担っている。

DOEによる石炭供給計画では、2030年までに5億8,000万トンの埋蔵量を確認し、合計25件の石炭生産契約を締結することで国内生産量を現在の2.5倍である1,000万トンに増産することを見込んでいる。さらに、炭層メタン（Coal Bed Methane）の開発プロジェクトについて、2011～2030年に10件のプロジェクトを認可し、開発利用を促進する計画である。

5.1.2 石油

2006年のフィリピンの原油生産は総量で18万バレル（2万8,600Kℓ）と僅かであった。古い油田の名残として少量の原油生産があるものの、液体炭化水素生産のほとんどはマランパヤ（Malampaya）ガス田からのコンデンセートである。マランパヤのコンデンセートは、国内の製油所で処理するには軽すぎるので、オフショア生産設備から直接輸出されている。現在、北西パラワン沖のガロック（Galoc）油田の開発が進められており、2008年10月に生産を開始した。生産量は約20,000バレル/日程度の規模に達すると期待されている。近くのオルトン（Olton）油田も同様に有望と考えられている。マランパヤガス田でのレグオイル¹⁹の生産が議論されているが、技術的可能性はまだ確認されていない。2007年から2014年の間では、活発な地震探鉱データの取得に加えて35坑の井戸の掘削が計画されている。石油・ガスセクターでは、国内の確認埋蔵量を、計画期間の2007～2014年以内に20%増加させることを目標としている。しかしながら、試掘に成功したとしても、生産が始まるのは今から数年後である。いずれにせよフィリピンの可採埋蔵量はそれほど大きくはない。したがって、フィリピンの石油生産は僅かにとどまり、石油需要量のほとんどを輸入する必要があると見ておくべきであろう。

このような高い輸入依存度を考慮すると、石油供給の安全保障推進はエネルギーセクターの優

¹⁹ マランパヤの天然ガス層の下部に随伴する比較的層の薄い油層で、2002年に3ヶ月程生産テストが行われた。このような油層からの生産は、上部のガス層や下部の水層との圧力バランスの維持が微妙で、ガスや水の貫入を引き起こしやすく、技術的にはなかなか難しいとされている。

先課題の1つであり、以下のような事項を推進すべきである:

- 国産資源の探鉱・開発・生産活動の促進
- 海外資源の探鉱・開発・生産活動の促進
- 環境改善に対応する品質の石油製品供給を確保することを念頭においた製油所の拡張。ここでは、域内連携を前提とする海外立地も検討対象とする。
- 国内での戦略石油備蓄の実現と域内諸国との融通制度の確立

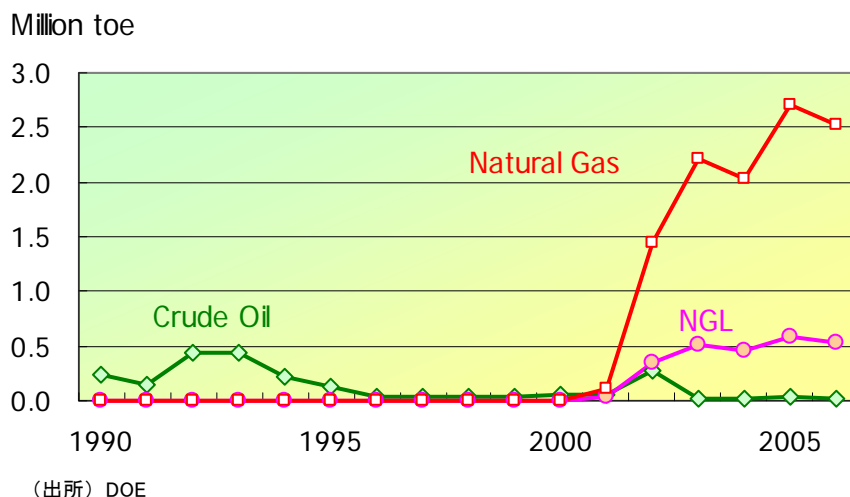


図 5.1-2 フィリピンの石油・ガス生産

5.1.3 天然ガス

フィリピンでは2001年にマランパヤガス田で天然ガスの生産がスタートし、現在、バタンガス (Batangas) エリアの発電所にほぼ全量を供給している。ガス田は2010年にはピーク生産量の400MMcfd (年産146Bcf) に到達する計画である。ただし、現段階ではマニラ首都圏へ接続するガスパイプライン計画の実現は未確定で、生産量も計画の8割程度にとどまっている。また、天然ガスの引取り条件を反映しているためか、他の石炭火力などに比してガス火力の稼働率が異常に高いなどの問題を抱えていて、近年中に計画生産量に到達するかどうかには疑問が残る。一方、マランパヤガス田の埋蔵量は概ね3Tcf程度と見積もられており、ピーク生産量を計画通り400MMcfdとすれば、図5.1-3に示すように、2015年頃には生産がピークアウトすることになる。このような事情で、生産が現行の水準(計画の8割)程度にとどまるとしても、2020年以前にピークアウトする可能性は高い。

さらに、LPG需要代替などで天然ガス需要がさらに増加するならば、他の供給源からガスを供給する必要がある。2008年には試掘が予定されており、その成功によりガスの不足分が補填されることが期待されている。しかし、試掘が不成功に終われば、不足分はLNG輸入の形で供給することが必要になる。

マニラ首都圏の天然ガスパイプライン計画(バットマン計画)を、図5.1-4に示す。すなわちバタンガスからスーカット(Sucut)までの陸上パイプラインを敷設し、スーカットの石油火力を天然ガス火力に転用する、あわせて大マニラ圏での都市ガス普及を推進することが計画されているが、このパイプライン延伸計画は様々な問題に直面し、頓挫している。

一方、バターン半島に LNG 受入基地を建設するオプション（バターン 2 計画）も議論されている。LNG ターミナルの建設や天然ガス市場の開拓には相当な準備期間を必要とするが、国際的 LNG 市場が非常にタイトであるという状況を勘案すると、マランパヤの後継問題とあわせて検討を進め、プロジェクト遂行計画を出来るだけ早く決定し、調達のためのアクションを起こすことが必要である。

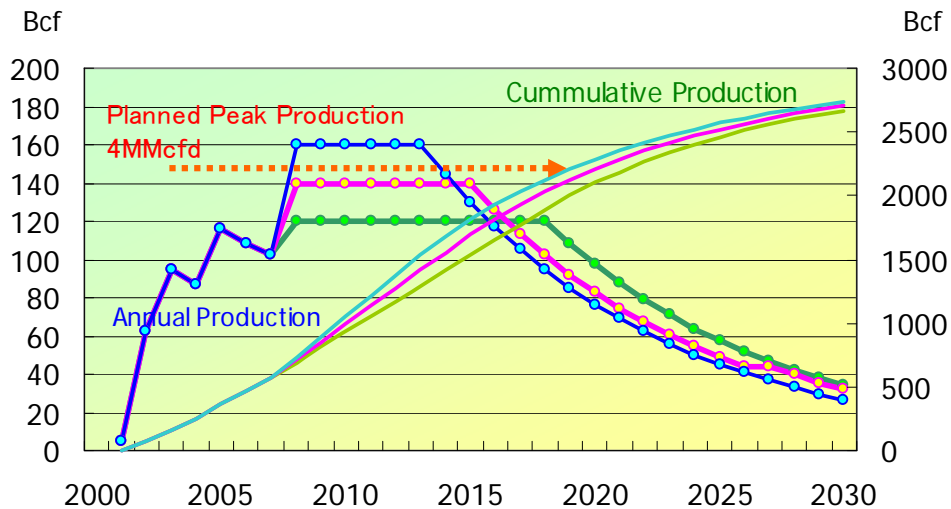


図 5.1-3 マランパヤガス田の生産プロフィール

このような決定を下すためには、天然ガスの輸入が必要な場合、まず第一にフィリピンとしてはどの程度の輸入が必要なのかを、そのタイミングとあわせて徹底的に検証しておくことが必要である。近年フィリピンでは LPG が、クリーン燃料である特徴が評価されて、家庭や商業部門（ビル）分野で急速に浸透している。LPG はクリーンで使い勝手のよい燃料であり、LNG のような大規模設備を必要としないので、手軽に導入できる。これまで薪炭が中心であった厨房用にとって最適の燃料で、国連ミレニアム計画でも取り上げられているように、主婦の健康改善には大いに役立つであろう。日本で導入されているように、簡易ガスシステムによる比較的小規模のグリッドでの導管供給も可能であるし、商業施設などでのコジェネの普及もさらに進むと想定される。

供給面では、このところ LPG の国際市場は日本や中国での天然ガス転換の進行にともない緩和傾向にある。カタールの LNG 設備増強が続く 2010 年頃までは国際市場でも現在のような比較的余裕のある需給状況が続くかもしれない。しかし、LPG は本来原油や天然ガスの生産に付随して生産されるので、非常に変動の激しい国際商品であることに留意すべきである。LPG 導入推進にあたっては、国際 LPG 市場の動向と、国際市場がタイト化した場合には何が LPG 代替として適切なエネルギーとなりうるかを検討しておく必要がある。経済性やパイプラインの通行権などの問題が解決できれば、都市部では天然ガスが LPG に代わる最有力の代替エネルギーであろう。



図 5.1-4 マニラ首都圏の天然ガスパイプライン計画

5.2 再生可能エネルギー

5.2.1 電力分野における再生可能エネルギー

「Renewable Energy Policy Framework」(2003)によると DOE は再生可能エネルギー(以降 RE)導入について次のような目標を掲げている。

2013 年までに RE に基づく発電容量を倍増する(100%アップする)。そのために

地熱によるエネルギー供給量を世界一とする。

風力によるエネルギー供給量を東南アジアとする。

2013 年までに水力の発電容量を倍増する。

バイオマス、太陽光、海洋エネルギーによる発電容量を 13.1 万 kW 増加させる。

エネルギー・電力分野以外での再生可能エネルギーの寄与量を向こう 10 年間で重油換算 1,000 万バレル(MMBFOE: 燃料油換算 100 万バレル、144.4 万石油換算トン)相当に引き上げる。

上記の目標では、再生可能エネルギーによる発電容量(機器容量)を発電端電力量で 2013 年までに 914.7 万 kW にすることを目指しており、この目標量は 2003 年の導入量 444.9 万 kW に対し 100%以上の新規電源開発を実施することを意味する。新規電源開発総量は 469.8 万 kW で、各再生可能エネルギー別の開発目標量は表 5.2-1 の通りである。

表 5.2-1 再生可能エネルギー発電開発容量

(単位: MW)

Resource	Installed Capacity (as of 2002)	Target Capacity	Total Capacity
Geothermal	1,931	1,200	3,131
Hydro	2,518	2,950	5,468
Wind	0	417	417
Biomass, Solar & Ocean	0	131	131
Total	4,449	4,698	9,147

(出所)DOE

フィリピン政府は国産エネルギー・再生可能エネルギーの調査・開発を「2002 度版優先投資計画」に基づいて推進している。しかし、現在までのところその進捗はあまりはかばかしくないのが現状である。以下にエネルギーごとの開発状況を記述する。

5.2.1.1 地熱発電

表 5.2-2 にフィリピンにおける地熱開発計画を示す。火山列島であるフィリピンでは地熱資源は各地域に広く分布している。

フィリピンは米国に次ぎ世界第二位の地熱発電容量を有している。歴史的にも国産エネルギーのなかでは最も多くの電力量を供給しており、今後も引続き重要なエネルギー源としての役割が期待されている。2006 年のデータでは地熱発電は電力供給の 18.4%を占めている。地熱は重要な電源であると同時に、輸入エネルギーの代替を担うことにより、外貨支出を抑制する役割も果たしている。

フィリピン国内の地熱発電の未開発量は約 260 万 kW と見込まれている。前述の目標を達成するためには、表 5.2-1 に示す開発可能性の高い地域での計画を推進し、120 万 kW の新規電源を開発することが必要である。

5.2.1.2 水力発電

水力発電の開発可能量は豊富であることから、今後も発電電力量の 10%以上を供給することが期待されている。計画期間中の電力需要の増加をまかなうため、グリッドエリアとオフグリッドエリアの合計で 295 万 kW の水力開発が期待されており、また実現可能と考えられている。計画が具体化しつつある地点を積算すると、水力発電の全体の発電容量は現在の 251.8 万 kW から 546.8 万 kW に増える。新規開発量のうち大型水力開発地点は 18 地点であり、開発容量では全体の 90%を占める。残りはミニ水力 (mini-hydro) である。さらに、マイクロ水力 (micro-hydro) 49 万 kW の導入も視野に入れられている。政府は 2006 年までに農村 (barangay) の 100%電化を目標とする政策を進めてきたが、マイクロ水力発電はその一助として導入されてきた。具体的計画地点を積算すると、合計で年間 7.7 TWh の発電電力量の供給が期待されている。

なお、フィリピンにおける水力発電は次のように分類、定義されている。

- ① micro-hydro : 1~ 100kW、
- ② mini-hydro : 101 kW ~10MW、
- large hydro : 10MW 超。

表 5.2-2 新規地熱発電開発地点一覧

Name	Installed Capacity (MW)	Name	Installed Capacity (MW)
(Luzon)	420	(Visayas)	450
Tanawon	40	Pataan (Northern Negros)	80
Manito/Manito Lowlands	20	Nasuji (Palinpinon II)	
Manito/Kayabon	40	Optimization	40
Mt. Natib	40	Mt. Cabalian	110
Mabini	20	Dauin	80
Batong-Buhay	60	Biliran	40
Rangas	40	Mandalagan	40
Montelago	40	Mahagnao-Bato-Lunas	60
Buguias-Tinoc	60	(Mindanao)	330
Daklan	40	Mindanao 2 Optimization	20
Baua	20	NW Apo (Tiko)	50
		Lake Wood	60
		SE Apo (Kapatagan)	60
		Amacan	60
		Mt. Ampiro	40
		Balingasag	40
		Total	1200

(出所)DOE

最新の調査によると、同国の水力開発可能量は 1,309.7 万 kW で、そのうち 85% (1,122.3 万 kW) は大規模水力発電である。また 14% (184.7 万 kW) はミニ水力発電で、マイクロ水力発電は発電能力という点では 1%未満 (2.7 万 kW) である。

5.2.1.3 風力

フィリピンはアジア太平洋モンスーンベルトに位置しており、風力エネルギー開発の可能性は高い。Philippine Geophysical Astronomical Services Administration (PAG-ASA) のデータによると、フィリピンは平均で 31 watts/m² の風力エネルギー密度を有している。さらに、1999 年の米国再生可能エネルギー研究所 (US-NREL) の調査によると、10,000km² の地域が風力開発適切地として優もしくは良の判定となっている。控えめな想定として 1 平方キロメートル当たりの開発量を 7,000kW 程度と仮定すると、理論上は 7,000 万 kW の開発が可能となることをこの調査は示唆している。

しかし、風力発電の真の可能性を確認するためには、更なる調査が必要であることはいうまでもない。特に送電元における送変電設備の安定性や能力について十分に検討する必要があるだろう。

5.2.1.4 太陽エネルギー

前述の調査では、太陽エネルギーの開発可能性についても資源調査が実施されている。この調査によるとフィリピンには年間平均で 5.1 kWh/m²/day の発電ポテンシャルがある。2001 年現在の太陽エネルギー技術調査によれば、5,120 件の太陽エネルギーシステムが導入されている。内

訳は① 4,619 ヶ所の太陽電池、② 433 ヶ所の太陽熱利用温水システム、③ 68 ヶ所の太陽熱利用乾燥システム、である。

5.2.1.5 海洋エネルギー

フィリピンは周囲を海に囲まれており、海洋資源を活用できる領域としては1,000km²を有している。ミンダナオ州立大学（Mindanao State University）の調査によると、理論的なエネルギー開発可能量は約1億7,000万kWである。海洋エネルギーに関しては有力な研究情報がないなか、船の航行状況などの経験から、かなりのエネルギー開発量の可能性があることが推測されている。

しかしながら、海洋発電のポテンシャルについてはもっと正確なデータを集めて詳しい研究や技術開発を行う必要がある。海洋エネルギーの利用は、計画対象期間以降の将来のテーマと考えるのが妥当であろう。

5.2.2 代替輸送用燃料

本項では、輸送用目的の代替燃料、すなわちバイオ燃料（バイオディーゼルおよびバイオエタノール）、圧縮天然ガス（CNG）、オートLPG、の将来の供給可能性に着目する。これらの代替燃料は、クリーンで環境性の良いエネルギーであるだけでなく、石油輸入依存度を引き下げ、不安定な高油価が経済へ与える影響を燃料多角化によって緩和する材料となると期待されている。

5.2.2.1 バイオ燃料

フィリピンは、豊富な日射量と降雨量に恵まれた熱帯地帯に位置し、バイオ燃料については大きな可能性を秘めている。本調査で注目すべきバイオ燃料として2種類指摘できる。一つは、バイオディーゼル、すなわち石油由来ではないディーゼル燃料である。典型的には、生物由来油のエステル交換反応で得られるアルキル（メチル、あるいはエチル）エステルの短鎖から成る炭化水素（一般には脂肪酸メチルエステル、FAME : Fatty Acid Methyl Ester）である。単独、あるいは、従来型の石油由来のディーゼル燃料と混合して、既存のディーゼルエンジン車に用いられる。もうひとつはバイオエタノールで、トウモロコシやサトウキビ等の炭水化物を含む生物由来の資源を発酵させてエタノールとし、既存の石油由来のガソリンと混合して用いる。日本では、かつて水との相溶性の問題でMTBEの使用を中止した経験から、エタノールの直接混合ではなく、エタノールを原料に水と混和しにくいETBE（Ethyl Tertiary-Butyl Ether）にして、使用している。

フィリピンでは、バイオ燃料は労働力、土地、気候などの点で潜在的競争力を有していると思われる。エネルギー安定供給、燃料の多様化、大気汚染緩和、気候変動抑制、さらに農業経済強化などの点でも有益である。

バイオ燃料を取り上げる際には、常に、限られた農地や資源、労働力を食用作物の生産に向けるか燃料用作物の生産に向けるかという「食料・燃料トレードオフ」に留意する必要がある。一方、世界では第2世代のバイオ燃料の研究開発が進みつつあるが、国内で生産可能なバイオ燃料量を正確に把握するために、定量的な検討／検証を行うことが必要である。

フィリピン政府はココメチルエステル（CME）利用促進運動を2004年に開始し、フィリピンはバイオ燃料利用ではアジアの最先端を走っている。現時点では、バイオ燃料の利用は以下を目標としている（2006年バイオ燃料法）。

- 1%含有バイオディーゼルの利用を早々に開始し、2年後には2%へ引き上げる
- 5%含有バイオガソリンの利用を2年以内に開始し、4年後には10%へ引き上げる

(1) バイオディーゼル

ココメチルエステル (CME) は、現在、1% ブレンドでバイオディーゼルとして用いられており、ジャトロファも有用な原料と見なされている。フィリピン国営石油公社-代替燃料部門 (PNOC-AFC) は、ジャトロファの大規模栽培農園の建設を計画している。

2006年バイオ燃料法は、フィリピン国内で販売されるディーゼルエンジン用の全燃料について、「発効後3ヶ月以内に容積ベースで最低限1%、2年以内に含有量を最低2%にまで増加させなければならない」と要求している。数値目標は表5.2-3に示すとおりである。

本調査では、作付け可能面積や他の条件を調査・検討したうえで、2030年までの代替可能量を、ブレンド比率の向上を含め、決定したい。なお、酸化(劣化)を避けるために、製品油の仕上げ工程に水素化精製技術を導入するなどの課題も検討対象となろう。

表 5.2-3 バイオディーゼル導入の数値目標

Year	Diesel Demand (In million liters)	Biodiesel Blend (In accordance with R.A. 9367)	Fuel Displacement (In million liters)
2006	7,586.36	-	-
2007	7,664.33	1%	76.64
2008	7,879.69	1%	78.80
2009	8,195.76	2%	163.92
2010	8,510.21	2%	170.20
2011	8,830.82	2%	176.62
2014	9,919.18	2%	198.38

(注) Computations are based on DOE Demand Projection for Diesel (PEP 2006 Update) and Biodiesel mandatory blending set by the Biofuels Act of 2006.

(出所) PEP 2006 Update

(2) バイオエタノール

2006年バイオ燃料法は、「本法の施行後2年以内に、国内の各石油会社はフィリピン国内で販売するモーターエンジン用のすべての液体燃料について、国産原料のバイオエタノールを年間ガソリン販売量の最低5%以上含有するものとしなければならない。そして、4年以内に含有量を最低10%にまで増加させなければならない。」と規定している。本計画におけるバイオ燃料普及の数値目標は表5.2-4に示すとおりである。

表 5.2-4 バイオエタノール導入の数値目標

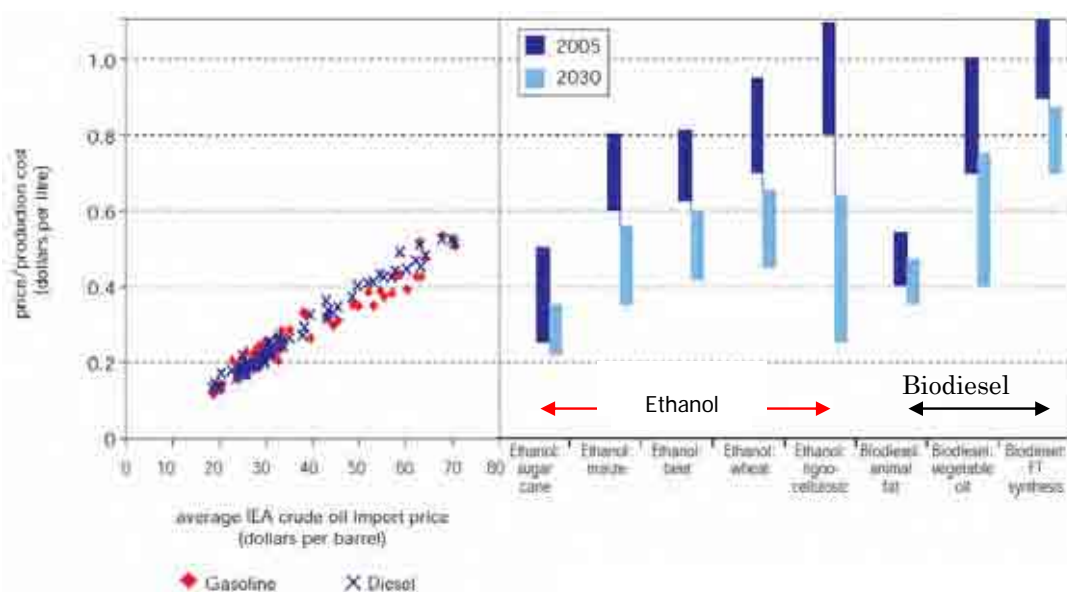
Year	Gasoline Demand	Bioethanol Blend (In accordance with R.A. 9367)	Fuel Displacement (In million liters)
2006	3,892.51	-	-
2007	4,090.84	-	-
2008	4,274.34	-	-
2009	4,457.84	5%	222.89
2010	4,639.49	5%	231.97
2011	4,822.99	10%	482.30
2014	5,371.64	10%	537.16

(注) Computations are based on DOE Demand Projection for Diesel (PEP 2006 Update) and Bioethanol mandatory blending set by the Biofuels Act of 2006.

(出所) PEP 2006 Update

現在進められている生産計画の一例としては、ネグロス島東部のサンカルロスでフィリピンのE5 ガソリン需要量の10%に相当する年産3万klのエタノール生産設備が2009年に稼働する予定である。フィリピンでは、砂糖産業は伝統のある産業で、ある程度の地位を依然として維持している。世界の砂糖市場での競争力という点では将来の展望はやや悲観的であったが、最近の石油価格の高騰を背景に、バイオエタノールに注目することで産業を維持してゆくことが可能になるのではないだろうか。可能作付面積や他の必要条件を調査したうえで、本調査で適用する2030年までの代替可能量やブレンド比率の向上などの効果を検討したい。

目下のところサトウキビを原料にエタノールを製造する方式は、図5.2-1に示すIEAの分析のように、他の原料による製造方式に比べても経済性が高い。この図式は、2030年になってもあまり変化はないとみられている。



(出所) Compile from IEA Outlook 2006

図 5.2-1 バイオ燃料のコスト

フィリピンでは、バイオエタノールを推進する利点がいいろいろあると思われる。食用作物との競合が比較的軽微で、既存、あるいは、過去に使用されていたサトウキビ畑が未だ十分に存在すること、食用作物向けの需要を満たした上で、燃料用作物をさらに栽培する余地があることなどである。今後このようなプロジェクトを進める上では、CDMメカニズムを活用し、日本の関係者などと連携を図る方法が強力なオプションとなるだろう。例えば、大規模栽培をフィリピンで行い、日本のようなCDM推進者が製品を定期的、長期的に引き取るといった方式である。これは典型的なWin-Win関係であり、フィリピン側は信頼性の高い買主を長期にわたって確保でき、日本側は安定したエネルギー供給を確保できる。このようなプロジェクトによりフィリピン農業の大幅振興が可能となることはいままでのない。

中長期的には、廃木材や稲藁等のセルロース原料（これらの原料の利用は食用作物農業と完全に補完関係にある）を用いた発酵法によるエタノール生産を目指す第2世代のバイオ燃料技術が注目されている。日本では建築廃材を原料とするエタノール生産が2007年に開始した。米国では、

2007年の大統領一般教書演説で2017年にガソリン消費の15%をバイオ燃料に置換るとの目標のもとに、セルロース系エタノールの製造コスト削減と商業化支援のプログラムが発表され、色々な計画が動き始めている。



図 5.2-2 ジャトロファの試験栽培

しかしながら、第2世代バイオ燃料の大規模な商業化の実現には、まだ相当な技術の進展が必要とされる。アジアでは2007年1月にセブ島で開催された東アジアサミットで日本の安倍元総理が再生可能エネルギー、とりわけバイオ燃料の開発に尽力することを提唱し、その趣旨が「セブ宣言」に盛り込まれた。これに沿って日本は100億ドル規模の資金メカニズム「クールアースパートナーシップ」を創設し、途上国支援を強化することを発表した。この構想に沿って日本は「バイオ燃料イニシアティブ」の旗印のもとに、他のアジア諸国とともにバイオ燃料の研究、開発、商業化を支援する計画を展開している。このような多国間協力の推進により、バイオ燃料の普及を加速することが望まれよう。

(3) バイオ燃料開発に関する仮定

2006年のCMEの国内生産量は11.1万klで、生産者／小売業者の販売量は523kl、1%ブレンドのB1は42klであった。将来のバイオ燃料の供給では、バイオエタノールの原料はサトウキビ、バイオディーゼルの原料ジャトロファになると考えられる。しかし、上述のように、大規模なバイオ燃料生産を実現するには、さまざまな課題を解決しなければならない。

本調査では、E5(ガソリンの5%をエタノールで置換したもの)、およびB5(軽油の5%をCME、ジャトロファ、あるいはパーム油で置換したもの)が2030年までに実現するとするケースをリファレンスケースとする。バイオ燃料促進ケースとしては、ガソリン、軽油双方とも、ブレンド、或いは置換割合を10%とした場合を考える。

5.2.2.2 圧縮天然ガス (CNG)

CNG車は、石油由来の輸送燃料を他の燃料に多角化するための手段であり、すすの出ない環境に優しい燃料である。しかしながら、CNGには、燃料の搭載量に制限があり、走行距離が短いという短所がある。したがって、その用途は配達やごみ収集といった地域内循環的な業務での利用やタクシー、路線バスなどに限定されている。

CNG 車の普及には、政府が以下のような支援策を実施することが必要となろう。

- ①自動車製造者に対して：ガソリン車に比して高価格で、購入者も少ない CNG 車を製造する動機付け
 - ②最終需要家に対して：CNG 車を購入し、ガソリン車やディーゼル車と同様に自由度のある走り方のできるような動機付け
 - ③天然ガス供給者に対して：供給インフラである充填所の新規建設に投資する動機付け
- 天然ガス市場の創設／発展と合わせて考えると、需要集積という意味で CNG 車の普及は有意義である。CNG 車の導入と天然ガス供給インフラ／配送ネットワークの建設は、並行して考えられるべきである。もちろん、天然ガスの安定供給を長期にわたって確保する必要があることは言うまでもない。

5.2.2.3 オートLPG

自動車用 LPG の普及では、供給インフラの新設が必要なこと、また、世界の LPG 供給余力がそれほど十分でないことに留意すべきである。したがって、LPG 需要の新規開拓にあまり重きを置くべきではない。LPG への過度な依存は、供給の安定性の点から相応しくないし、あまり推奨できない。

都市部ではなく地方において、フィリピン特有の庶民の移動手段であるトライシクル（サイドカーつき小型 2 輪）などの燃料の改善については、オート LPG の適用は有り得よう。自動車燃料としての新たな LPG の適用／導入を考えるとすれば、効果の確実なこの分野のみに留めるべきであろう。

5.3 電力部門

5.3.1 電力需要想定と必要開発量

フィリピンにおける 2006 年の最大電力と電力消費量はそれぞれ 876 万 kW と 567.84 億 kWh で、ここ 20 年間需要は堅調な伸びを示してきた。

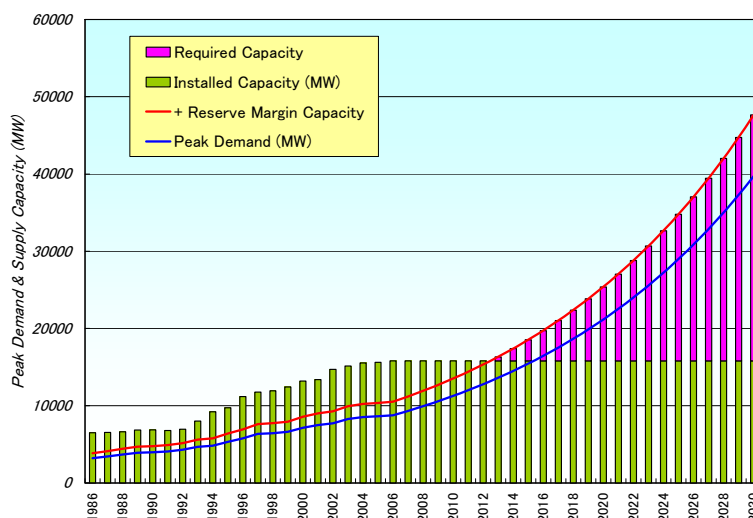


図 5.3-1 最大電力と必要開発量

2030年までの需要の成長率は6.5%と期待されている。仮に24時間 LOLE（期待負荷のロス）に対する供給予備率を20%とした場合、2030年において供給力は4,700万kW以上必要となり、3,100万kW以上の新規電源開発が必要である。（図5.3-1参照）

5.3.2 電源構成と開発傾向

図5.3-2にフィリピンの2006年における電源構成比を示す。石炭火力が最も大きく、全体の26.4%を占める。その他はガス火力が17.5%、地熱発電が12.5%、水力が20.6%、ディーゼル/石油が22.3%となっている。（2007年ではガスが最大）

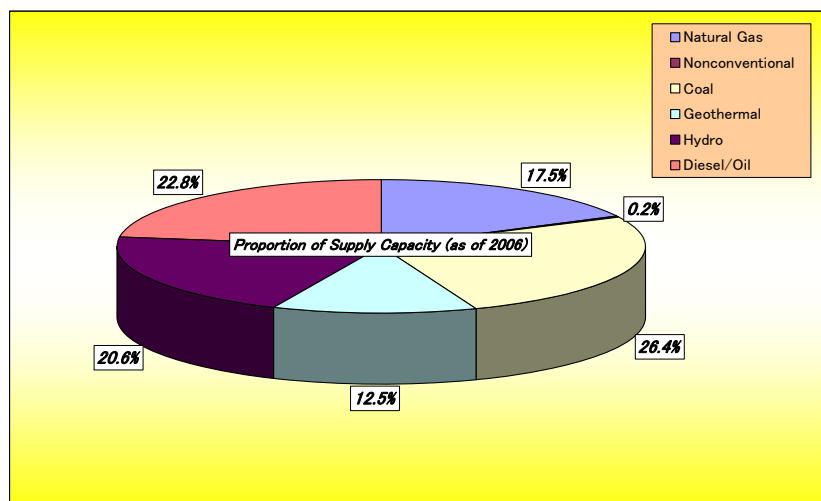


図 5.3-2 電源構成 (2006年現在)

一方、図5.3-3にスクリーニングカーブの一例をしめす。これはフィリピンにおける最適電源構成を示唆するものである。これによると、経済性の面から最適な電源構成を構築するのであれば、石炭火力もしくは原子力を設備容量において60%以上導入することが望ましい。したがって、電力自由化が進んでいるフィリピンでは、現状の設備構成と比較しても、今後20年間程度は自然と石炭火力発電の比率が増えると想定される（原子力開発の社会的環境が整えば原子力もオプションの一つとなると考えられる）。

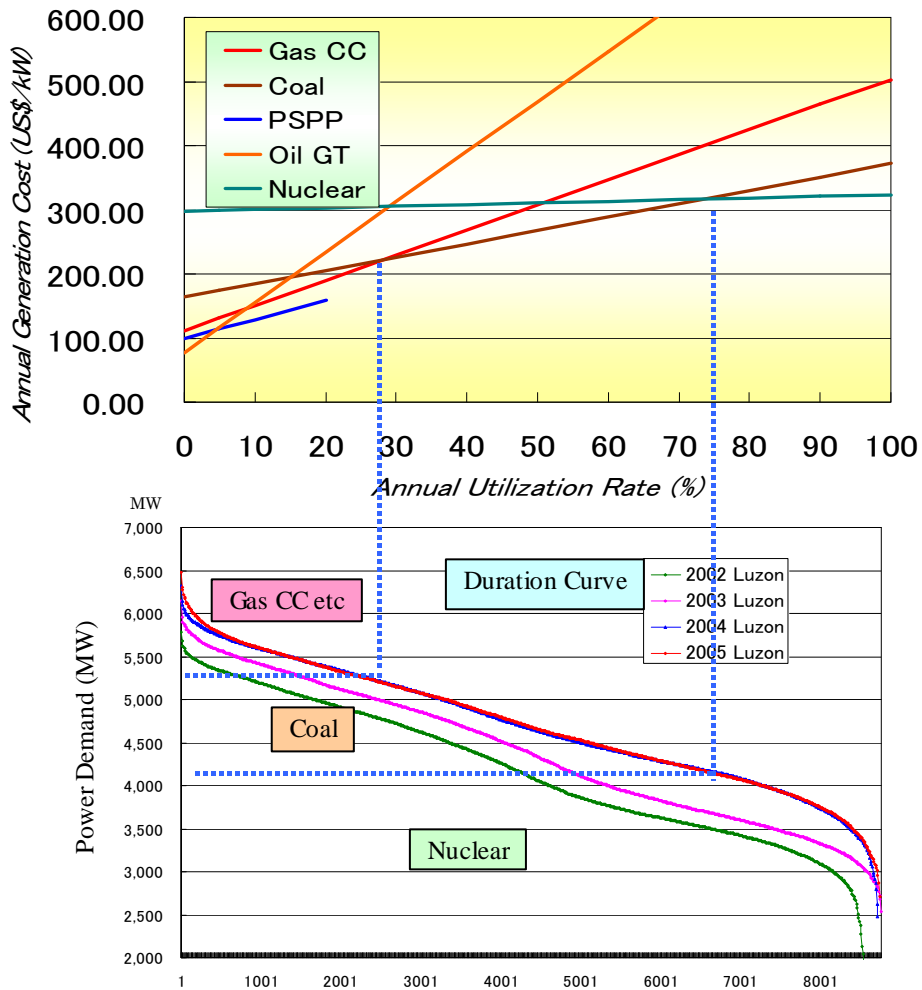


図 5.3-3 スクリーニングカーブの一例

5.3.3 原子力発電

(1) フィリピンの現状

1970年代の石油危機を契機に、フィリピン政府は原子力発電の導入を計画した。これを受けて、バターンに62万kWのウェスティングハウス社製PWR型（Pressurized-Water Reactor、加圧型軽水炉）原子力発電所が建設され、1984年までに大部分が完成した。しかしながら、さまざまな要因から計画は1986年に停止され、現在、同施設は運転開始しないままに維持・管理されている。維持・管理は、科学技術省（Department of Science & Technology : DOST）の機関であるフィリピン原子力研究所（Philippine Nuclear Research Institute : PNRI）が担当している。PNRIは、また、原子力利用にかかわる規制、広報活動、人材育成、国際原子力機関（IAEA）との交渉窓口、核関連法案の起草等の責務を負っている。

JICA調査団では、調査期間中に現地での視察・ヒアリングを実施した。図5.3.4にバターン原子力発電所の現状を示す。現在バターン原子力発電所は運用されていないが、今後適切なりハビリテーションが実施されれば、短時間で運用開始できる可能性があるといわれている。なお、原子力発電所を運転開始するかどうかの政治判断は、DOEとDOSTが協議した上で、政府に上申する仕組みとなっている。

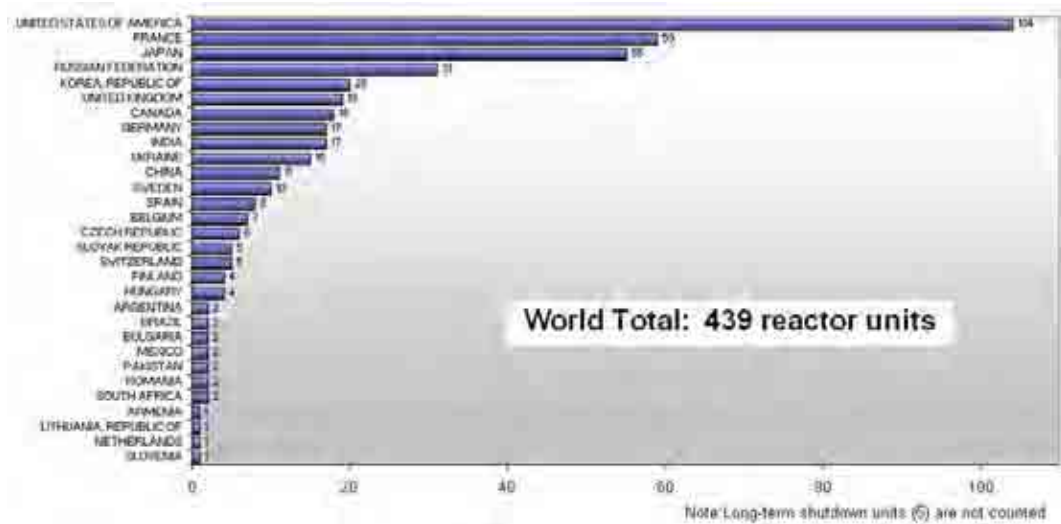
一方、将来原子力発電を運転開始するためには、原子力に係る技術者が絶対的に不足しているのが現状である。上述の通り、PNRIの「the Human Resource Development Program」等により原子力技術者の育成が進められてはいるが、政府主導のより大規模な人材育成政策が必要であると思われる。



図 5.3-4 バターン原子力発電所の現状

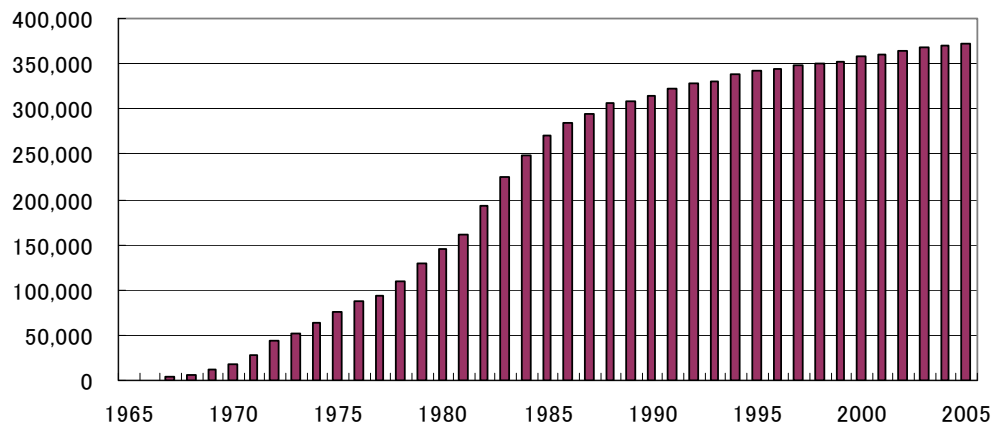
(2) 世界の原子力発電の現状

近年、燃料コストが安く CO₂フリーということもあって、世界的に原子力発電の導入が盛んになっている。図 5.3-5 と図 5.3-6 に国別の原子力発電所保有数とこれまでの建設トレンドを示す。2007年8月8日現在、世界では489基の原子力発電所が稼働中で、原子力発電の創業の歴史は40年を超えている。原子力発電は、大勢としては長い実績を持つ、実証された発電技術であると認識されている。しかしながら、原子力発電には事故時の放射性物質流出、放射性廃棄物の処理技術、核兵器への転用のような未だに解決されていないリスクも存在し、原子力発電の実績のない国が容易に導入できるものではない。加えて、原子力発電設備を将来新規に導入しようとする場合は、関連メーカーの供給能力も考慮する必要がある。今日では、図 5.3-7 が示すとおり、多数の原子力発電所が建設されている一方で、製造技術を持つメーカーは数社に限定されており、時期によっては機器発注を行っても直ちに製造にはとりにかかれない状況にある。



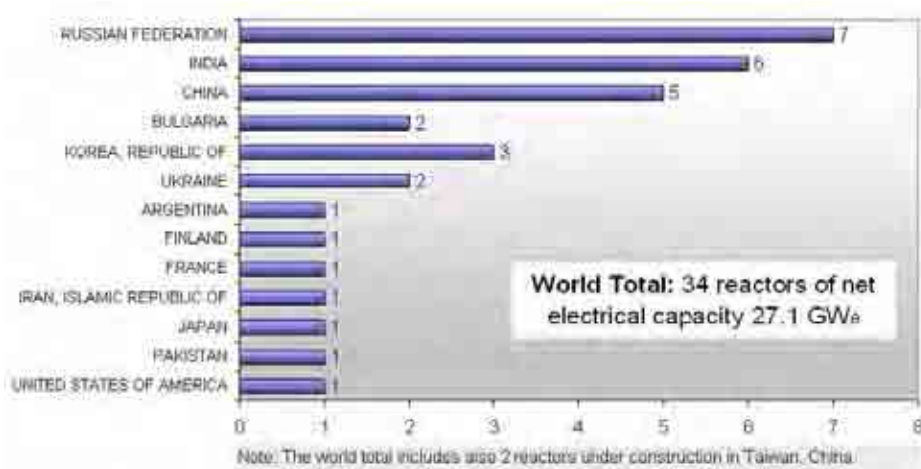
(出所) IAEA, as of 8 August 2007

図 5.3-5 既設の原子力発電ユニット数(世界)



(出所) IAEA

図 5.3-6 原子力発電容量の推移(世界)



(出所) IAEA, as of 7 December 2007

図 5.3-7 既設原子力発電所(世界)

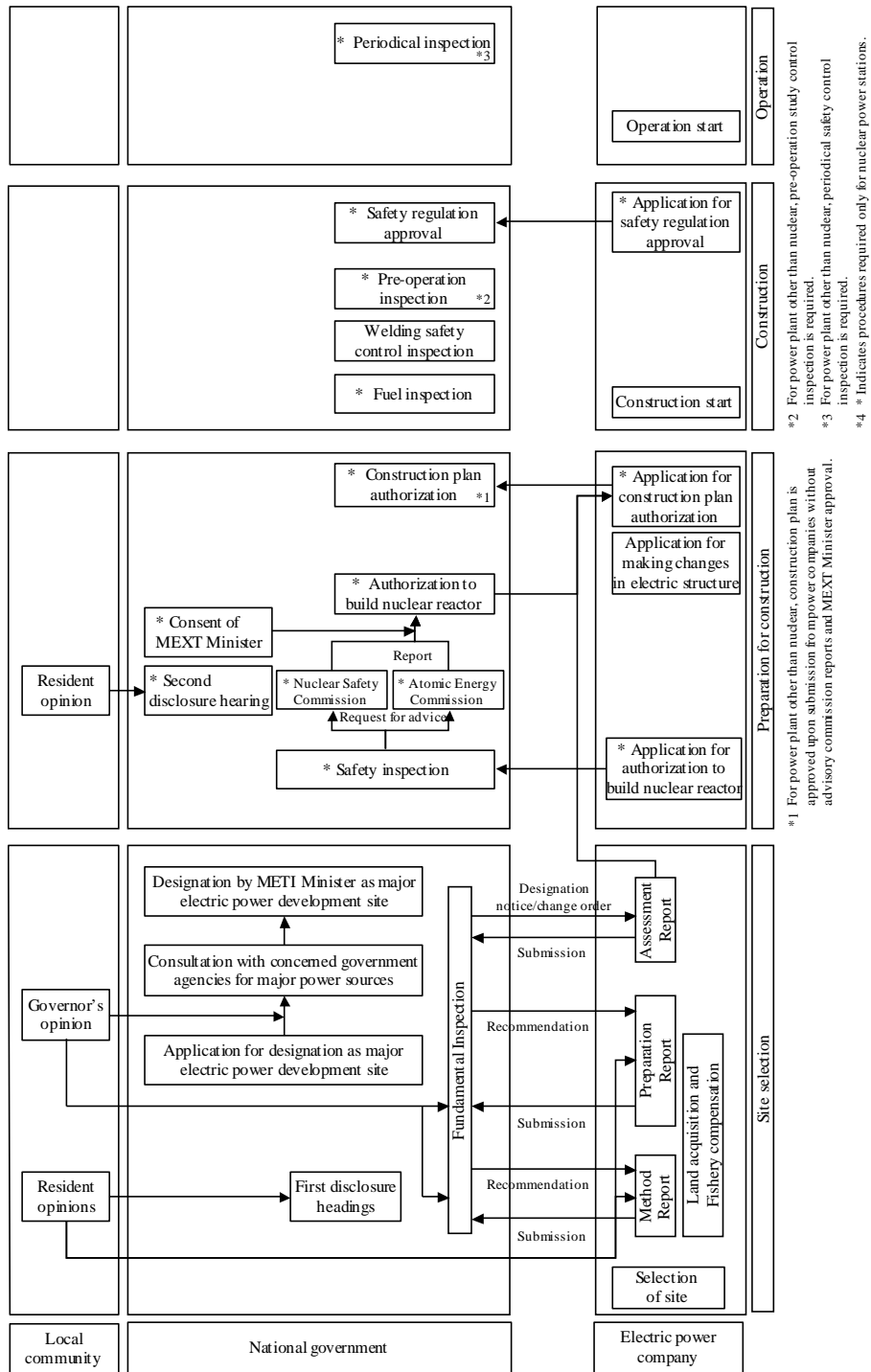
原子力技術を安全に利用するため、今日では、様々な国際的枠組みが形成されている。世界レベルにわたるものとして、核拡散防止条約（Non Proliferation Treaty：NPT）、国際原子力機関（International Atomic Energy Agency：IAEA）、アジアレベルの枠組みとしては、アジア原子力協力フォーラム（Forum for Nuclear Cooperation in Asia：FNCA）、原子力科学技術に関する研究、開発および訓練のための地域協力協定（Regional Cooperative Agreement for Research, Development and Training Related to Nuclear Science and Technology：RCA）が機能している。ASEANとしても、2007年に ASEAN Nuclear Energy Safety Sub-sector Network が形成され、協力が進められている。これら国際的枠組みに対するアジア各国の参加状況を、表 5.3-1.に示す。今後将来的に原子力発電を計画している国家においては、核物質の不拡散・安全管理、また原子力利用に係る研究・開発などを考慮すると、これらの国際的枠組みを活用することが望ましい。

表 5.3-1 原子力に係る国際条約・組織へのアジア各国の参加状況

	ASEAN	Nuclear Generation	Research Reactor	NPT	IAEA Safeguards Agreement	IAEA Additional Protocol	FNCA	RCA	Note
Philippines	○			○	○	○	○	○	
Singapore	○			○	○			○	
Malaysia	○		○	○	○		○	○	
Thai	○	Plan	○	○	○	○	○	○	
Indonesia	○	Plan	○	○	○		○	○	
Vietnam	○	Plan	○	○	○		○	○	
Lao PDR	○			○	○				Nonmember of IAEA
Cambodia	○			○	○				Nonmember of IAEA
Myanmar	○			○	○			○	
China		○	○	○	○	○	○	○	
Korea		○	○	○		○	○	○	
Bangladesh			○	○		○	○	○	
India		○	○		○			○	
Pakistan		○	○		○			○	
North Korea			○		○				Nonmember of IAEA
Japan		○	○	○	○	○	○	○	

(3) 原子力発電所建設に係るロードマップ

今後、新規に原子力発電所を建設する場合の参考例として、日本における過去の原子力発電所用地選定から建設、運転開始までの流れを図 5.3-8.に示す。一例として、1985年に運転開始した、柏崎・刈羽原子力発電所 1 号機の場合、用地選定開始から運転開始までに約 16 年を要している。作業の内訳としては、用地選定に約 5.5 年、建設準備期間が約 3.5 年、建設期間が約 7 年である。もちろん、上記の作業手続き・期間は、実際の建設地における社会的許容度、中央・地方政府の関与、地質条件等、様々な条件に影響される。



(出所) Tokyo Electric Power Company, Inc. "TEPCO Illustrated 2006"

図 5.3-8 原子力発電所建設のロードマップ

第6章 長期エネルギー需要見通し

本章ではエネルギー需要予測モデルによる長期需要動向についての分析結果を説明する。まず、6.1節では、リファレンスケースを基準に需要動向の変化に関するさまざまなシナリオ、即ち、経済成長、エネルギー高価格、省エネルギーなどの展開についてさまざまな代替シナリオを想定し、それぞれのケースにおける最終エネルギー需要の試算結果を考察し、そのインプリケーションを検討する。6.2節以降ではリファレンスケースを中心に、各需要セクターの動向とインプリケーションについて考察する。

6.1 長期エネルギー需要見通しの試算結果とインプリケーション

6.1.1 前提条件

フィリピンの長期エネルギー見通しについては、第4章で説明したように、2005～2030年の期間の平均経済成長率を5%とみるケースをリファレンスケースとして検討を行った。この想定は、今後は人口増加率が緩やかに下降に向かい2030年までの予測期間平均では年率1.5%程度に低下するが、資本増加や生産性向上はここ数年の実質年率3.5%程度のペースで経済を押し上げるというシナリオである。

フィリピン経済が中国や先行するASEAN諸国に較べて経済発展の面でやや遅れをとっていること、しかしITの発展を基盤とするグローバルな高レベルサービス産業の発展が顕著となり、これが最近のフィリピン経済にとって追い風になっていることなどの要素に着目すれば、このようなハイペースでの経済成長も十分実現性があるといえよう。ただし、2008年に入ってから原油価格の異常な上昇は世界経済にブレーキをかけ、フィリピンの経済成長も一時的に減速するなどの影響を受ける可能性はある。そのような事態が発生した場合エネルギー需給にどのような変化が生じるかについて、需要モデルと供給最適化モデルを用いて低成長ケースで、検討した。

ここで検討した各種のシナリオの要旨を再掲すると下記のとおりである。

- ①経済成長率..... 2005～2030年の期間の経済成長率は、リファレンスケースは5%、高成長ケースは6%、低成長ケースは4%。産業構造の面では、ITを軸とするサービス産業や製造業が経済成長の牽引役となる。
- ②エネルギー価格..... 2030年の原油価格を、リファレンスケースは1バレル160ドル、高価格ケースは200ドル、超高価格ケースは240ドル、低価格ケースは120ドルとする。石炭や天然ガスなどの価格も、ほぼ原油価格に連動するものとする。フィリピン国内のエネルギー価格も、同様に、連動する。
- ③省エネルギー..... BAU ケースではエネルギー効率は過去と同程度で推移するものと見る。これに対し、リファレンスケースでは年率0.5%、EEC進展ケースでは年率1.0%、超省エネケースでは年率1.5%の省エネが進展するものと想定する。

6.1.2 試算結果

上記のシナリオにもとづく最終エネルギー需要の見通しを下記に示す。2005年のエネルギー最終需要は石油換算 1,740.1 万トン (TOE) であったが、省エネを考慮しない BAU ケースでは需要は年率 4.3% で増加し、2030 年には 2.86 倍の 4,970 万 TOE に達する。しかし、年率 0.5% の省エネを実現するリファレンスケースでは需要の増加率は 3.6% に低下し、2030 年の最終エネルギー需要は 4,130 万 TOE にとどまる。この省エネ効果は石油換算 840 万 TOE/年、率にして 17% に相当する。

表 6.1-1 最終エネルギー需要見通し

	BAU	Reference	High Growth	Low Growth	High Price	Super High Price	Low Price	EEC	Super EEC
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2010	22,931	21,787	22,135	21,085	21,787	21,409	21,706	21,460	21,137
2015	29,531	27,120	28,350	24,903	26,901	26,354	27,249	26,049	25,016
2020	36,445	32,363	35,142	28,552	31,888	31,216	32,768	30,312	28,382
2025	43,253	37,148	42,165	31,872	36,413	35,628	37,866	33,930	30,975
2030	49,668	41,273	49,265	34,820	40,287	39,403	42,317	36,759	32,720
Growth Rate									
05-10	5.7%	4.6%	4.9%	3.9%	4.6%	4.2%	4.5%	4.3%	4.0%
10-20	4.7%	4.0%	4.7%	3.1%	3.9%	3.8%	4.2%	3.5%	3.0%
20-30	3.1%	2.5%	3.4%	2.0%	2.4%	2.4%	2.6%	1.9%	1.4%
05-30	4.3%	3.5%	4.3%	2.8%	3.4%	3.3%	3.6%	3.0%	2.6%

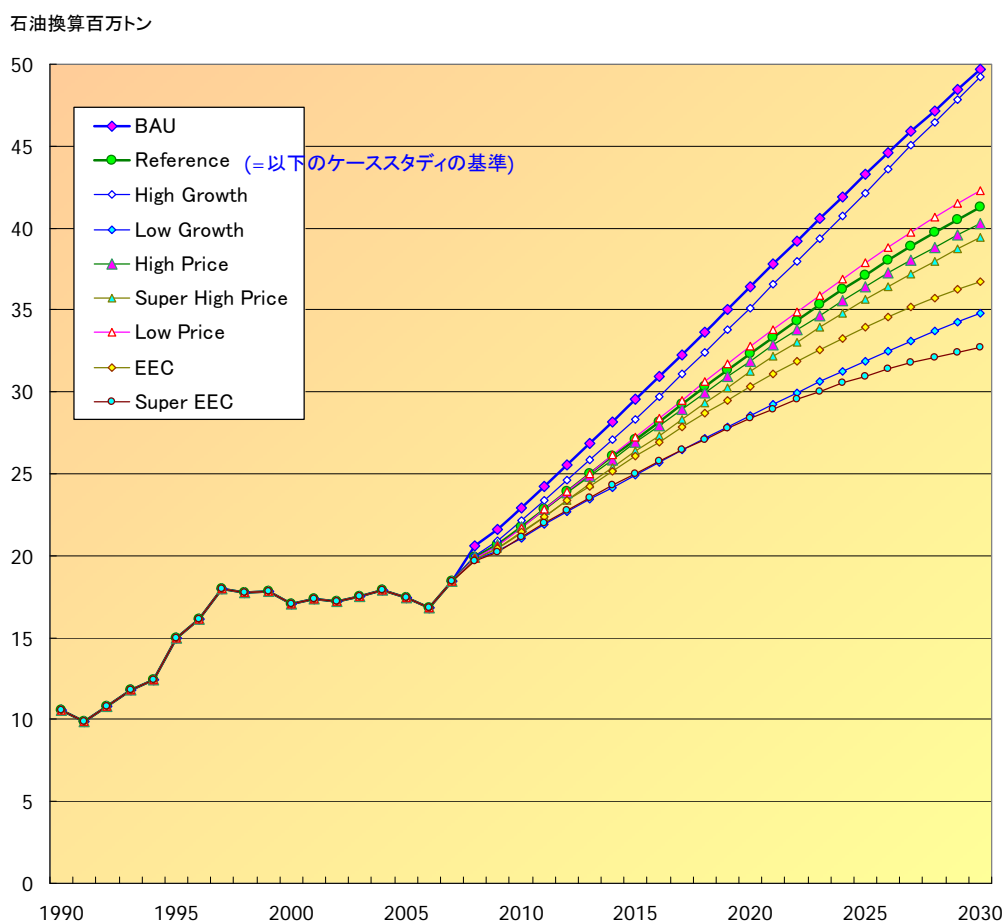


図 6.1-1 最終エネルギー需要見通し

次に経済成長率や価格などの影響であるが、ここで検討したファクターの中では経済成長率の影響が一番大きく、次に省エネの進展度で、価格の影響が一番小さい。グラフにみられるように、経済成長率がリファレンスケースより 1%高くなれば、毎年 0.5%の省エネ努力が帳消しになる。経済成長そのものは国民生活の向上にとって好ましいものであるが、エネルギーや環境とのバランスを考慮した上でどのような経済政策と成長路線をとるべきかは、広く国民的議論を募って決定すべき重要事項である。

(1) 経済成長シナリオ

リファレンスケースの試算結果でみると、今回想定した 2005～2030 年の平均経済成長率 5.0% に対しエネルギー最終需要の平均増加率は 3.5%なので、このモデルではエネルギー需要の GDP 弾性値は 0.70 ということである。通常、経済発展が加速する段階では産業資本や社会資本の建設のために資源やエネルギーを必要とし、エネルギー需要の GDP 弾性値は 1.0 を越えることが多い。しかし、フィリピンの場合には経済構造におけるエネルギー多消費型製造業のウエイトが低く、鉄鋼や化学品などの基礎資材の供給は多くを輸入に依存している。経済成長の牽引役はサービス業や商業、一般製造業などの比較的エネルギー消費の少ない産業が中心である。また、海外労働者からの送金が近年増加し（2006 年では GDP の 9.6%）、消費を押し上げている。このような状況を反映し、エネルギー需要の GDP 弾性値はやや低めにあるとあってよいであろう。

表 6.1-2 最終エネルギー需要:リファレンスケースに対する比率

	BAU	Reference	High Growth	Low Growth	High Price	Super High Price	Low Price	EEC	Super EEC
2020	112.6%	100.0%	108.6%	88.2%	98.5%	96.5%	101.3%	93.7%	87.7%
2030	120.3%	100.0%	119.4%	84.4%	97.6%	95.5%	102.5%	89.1%	79.3%

さまざまなファクターのなかでは経済成長率の差がエネルギー需要に与える影響が一番大きく、経済成長率 1%の差は 2020 年では 8～12%、2030 年では 16～19%の需要の差として表れてくる。ただし、第 4 章でも述べたように、今回の分析では将来の経済構造の見通しについて簡便法による推定値をあてはめており、詳細な検討を行ったわけではない。特に、一国の産業構造が将来どのように変化するかはエネルギー需要に大きな影響を与えることが知られており、この点については今後も引き続き検討を行うことが望まれる。

(2) 省エネルギーシナリオ

次に省エネ効果と価格効果であるが、これらについては過去のデータの回帰分析からは良好なパラメーターが得られないので、外生的に与える方法をとっている。即ち、省エネ効果については次のような手順で織り込んでいる。

毎年の省エネ前の需要を想定する

省エネ率 $X\%$ が毎年累積するものとする省エネ指数 $Y_t = Y_{t-1} \times (1 - X_t)$ を作成する

両者を掛け合わせたものを省エネ後の需要と想定する。

今回の検討では、リファレンスケースでは毎年 0.5%、省エネケースでは 1.0%、超省エネケースでは 1.5%の省エネ率を想定した。省エネ率 0.5%の差は 2030 年の需要量で概ね 10%の差とな

る。また、GDP 弾性値という点では、BAU ケースの 0.86 がリファレンスケースでは 0.70、省エネケースでは 0.60、超省エネケースでは 0.52 に低下するという想定である。

それではこのような省エネルギーが実際に実現可能かどうかという問題だが、最近のエネルギー価格の上昇と省エネに対する関心の高まりを考えれば、リファレンスケースで想定した年率 0.5% 程度の省エネの実現は十分可能と考えられる。第 4 章でみたように、近年家電製品などの省エネは大きく進んでおり、社会の総ストック量の平均効率と最新モデルの熱効率の差は 10～20% 以上にもなっていると推定される。例えば社会ストックの平均と最新モデルとの熱効率の差が 5% あり、そのような耐久消費財やエネルギー使用設備が 10 年で入れ替わるとすれば、毎年の省エネ進展率は 0.5% ということである。家電製品や自動車などの一般耐久消費財や事務機器などでは、この程度の省エネは十分可能だろう。

ただし、これよりさらに進んだ省エネが実現できるかどうかについては、技術的可能性やライフスタイルの変化、政策効果などについてさらなる検討を行うことが必要である。モデルでは年率 1.0% あるいは 1.5% という省エネも計算してみたが、これはそのような省エネが出来た場合にエネルギー需給構造がリファレンスケースに較べてどのように変化するかを知るためである。エネルギー安全保障や地球温暖化対策などの面での効果を踏まえ、どの程度の省エネが必要かを検討するための手法と理解していただきたい。

(3) 価格シナリオと価格効果

エネルギー需要の価格効果は一般に $-0.1 \sim -0.2$ 程度²⁰とされているが、これを過去のデータによって検証するのは簡単ではない。これはフィリピンにおけるエネルギーデータの質の問題もあるが、1980 年代から 2000 年代初頭にいたるまでの長い間世界的にエネルギー価格の低迷が続いたため実際に価格上昇の効果を反映するようなデータがないこと、これとは逆に最近のエネルギー価格上昇が激しいためにその効果がエネルギー需要の動向に必ずしも反映しきれていないことなどの事情にもよる。したがって、ここでの分析では BAU ケース以外のシナリオについて価格効果を「 -0.10 」と想定して需要モデルに組み込んである。(モデル操作上、この値は容易に変更できる。)

この結果、2030 年の原油価格を 1 バレル 160 ドルとみた場合、 ± 40 ドル ($\pm 25\%$) の価格変化の影響は 3% 程度と僅かにとどまっている。ただし、実際の経済活動においては、ある費目の支出額が家庭の消費総額や企業の総コストに占める比率が低い場合には、その費目の価格変動にはそれほど注意が払われない。しかし、価格が上昇しその費目のシェアがあがるとか、社会的に注意喚起がなされるなどによってその費目に対する関心が高まれば、価格効果も大きくなるといわれている。エネルギーは今や全世界の注目する商品となっており、省エネの進展と同様、今後価格効果が高まる可能性があるともいえよう。

なお、価格効果の操作については、省エネの算入と同様に、価格効果を A 、毎年の価格上昇率を B とするときの価格効果の累積を表す指標 $Y_t = Y_{t-1} \times (1 - A \times B^t)$ を作成し、モデルに組み込んである。これらの値をどの程度に見積もるのが適切かについては、今後さらに検討を進めることが望まれる。

²⁰ IEA World Energy Outlook 2006, "Chapter 11 The Impact of Higher Energy Prices"

6.2 セクター別の試算結果:一般部門

本需要予測モデルでは、最終エネルギー需要を、まず、輸送用エネルギー需要とその他一般部門需要とに大別して推定している。本節ではリファレンスケースをベースとして一般部門の需要推計方法とその結果、インプリケーションについて考察する。輸送部門については次節で説明する。

一般部門のエネルギー需要は、農林水産業、エネルギー多消費型製造業 6 業種（以下「エネルギー多消費型産業」）、その他の製造業（以下「一般製造業」）、商業サービス業、家庭部門の 5 部門に分割し、それぞれの部門ごとに推計を行った。このうちエネルギー多消費型産業については、6 業種それぞれについて個別に推計している。これらのセクターのエネルギー需要には輸送用に使用されたエネルギーは含まれないはずだが、統計値は不規則で、この定義が守られているかどうかはやや疑わしい。

ここでは、基本的アプローチとして、各部門の最終エネルギー需要を化石燃料消費と電力消費とに大別して推計する。その上で、化石燃料の内訳については、各セクターの特徴を分析し、それぞれのセクターごとに需要動向を推定する方法をとっている。

リファレンスケースにおける部門別エネルギー需要の見通しの結果は、表 6.2-1 および図 6.2-1 に示すとおりである。フィリピンでは燃料消費に占める輸送用燃料の比率が全体の半分以上を占めている。一方、燃料多消費型の大型製造業の比率が少なく、製造業全体でもシェアは 20%強に過ぎない。家庭用やサービス業の比率が高く、今後もこの傾向が続くと予想される。

表 6.2-1 部門別エネルギー需要の見通し

	農業	エネ多消費産業	一般製造業	運輸	サービス業	家庭	合計
増加率	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	313	2,653	1,430	8,939	1,660	2,405	17,401
2010	254	3,071	1,480	12,091	2,187	2,763	21,846
2020	337	4,311	2,366	17,506	3,638	4,434	32,592
2030	402	5,591	3,279	21,085	5,218	6,219	41,794
05-30	1.0%	3.0%	3.4%	3.5%	4.7%	3.9%	3.6%
構成比	%	%	%	%	%	%	%
2005	1.8	15.2	8.2	51.4	9.5	13.8	100.0
2010	1.2	14.1	6.8	55.3	10.0	12.6	100.0
2020	1.0	13.2	7.3	53.7	11.2	13.6	100.0
2030	1.0	13.4	7.8	50.4	12.5	14.9	100.0

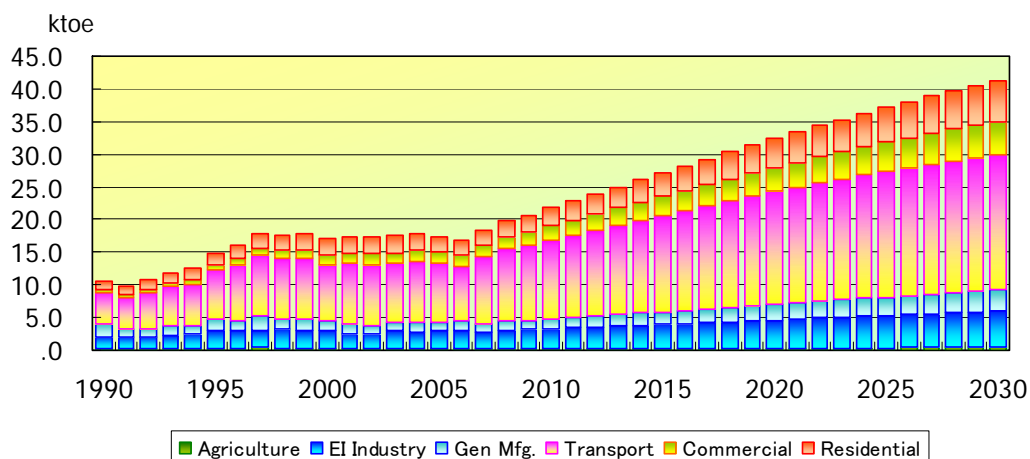


図 6.2-1 部門別エネルギー需要見通し

6.2.1 農林水産部門

農林水産部門のエネルギー消費は全部門の 1%ほどで、総需要に対する農業エネルギー需要のインパクトは小さい。化石燃料では灯油が僅かにあるが大半は軽油と重油である。需要推定では下記の推定式を採用した。

化石燃料＝化石燃料の GDP 原単位 x 農林水産業 GDP

電力需要＝電力需要の GDP 原単位 x 農林水産業 GDP

総需要＝化石燃料需要＋電力需要

表 6.2-2 農林水産部門の需要見通し

	灯油	軽油	重油	化石燃料	電力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	4.5	244.2	21.8	270.6	42.2	312.8
2010	5.1	161.7	38.0	204.8	49.5	254.4
2020	6.7	209.0	49.1	264.7	72.2	336.9
2030	7.8	244.6	57.4	309.8	92.6	402.4
2005 ->30	2.2%	0.0%	3.9%	0.5%	3.2%	1.0%

2005～2030 年の需要の伸び率はエネルギー合計で 1.0%、うち化石燃料が 0.5%、電力需要が 3.2%である。ここで計算値だけみると軽油需要の伸びが 0.0%と低いのが、これは 2006 年、2007 年あたりの統計が不規則で、この影響を受けている。2008 年以降の軽油需要および化石燃料の平均伸び率は 2.0%、エネルギー全体でも 2.3%を見込んでおり、それほど低い値ではあるまい。

軽油は農業機械や漁船の運転に使用されていると見るのが妥当だが、統計作成の段階で用途を正確に把握するのは難しそうである。この分野では、需要予測の手法よりも消費実態を正確に押さえることのほうが重要な課題である。たとえば、燃料エタノールの生産に必要な砂糖の増産のためサトウキビの生産が増加するはずで、それに伴うバガス消費量の増加は砂糖産業のエネルギー消費増加に織り込んだが、サトウキビ生産側での農機用軽油などの燃料消費の関係がうまく補足できないので、ここでは詰めた検討はしていない。

Million toe

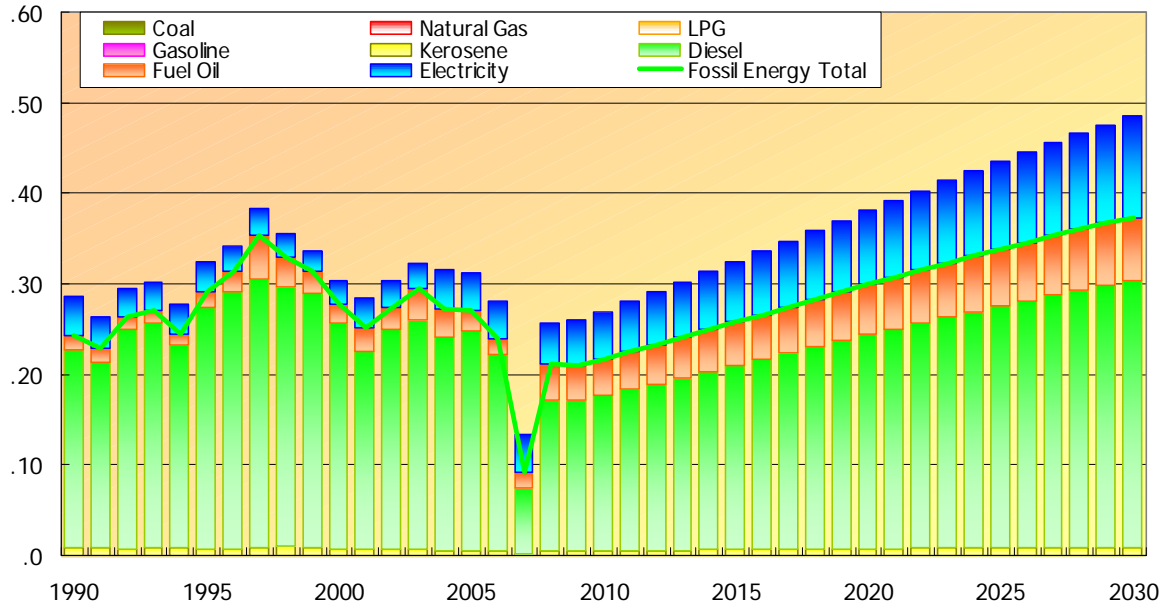


図 6.2-2 農林水産部門のエネルギー需要見通し

6.2.2 エネルギー多消費型産業

製造業のうちセメント、紙パ、食品、化学、砂糖、鉄鋼のエネルギー多消費型 6 業種については、各業種ごとに個別のエネルギー需要推計を行い、その合計をセクター合計のエネルギー消費量としている。

表 6.2-3 エネルギー多消費産業のエネルギー需要見通し

	石炭	LPG	灯油	軽油	重油	化石燃料	電力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	1031.2	45.7	23.0	186.8	678.2	1964.8	688.7	2653.5
2010	1353.0	39.5	16.3	244.5	654.0	2307.4	763.2	3070.6
2020	1953.9	88.8	19.0	368.6	868.7	3298.9	1012.1	4311.0
2030	2590.7	156.8	20.8	493.9	1068.4	4330.7	1260.3	5591.0
2005->30	3.8%	5.1%	-0.4%	4.0%	1.8%	3.2%	2.4%	3.0%

エネルギー多消費産業の需要は年率 3.0%で増加し、2030 年には 2005 年の 2.1 倍に達する見込みである。この分野はエネルギーを比較的多量に消費する分野なので、石炭と重油の消費量が全体の 2/3 を占め、電力が 25%を占めている。今後もこの傾向は維持されるだろう。なお、後述のように、砂糖産業ではバガス、食品加工業ではココナツの殻などの在来型バイオマス（非商業エネルギー）がかなり大量に使用されており、2006 年では 6 業種全体の商業エネルギー消費の 45%に相当する量にのぼっている。

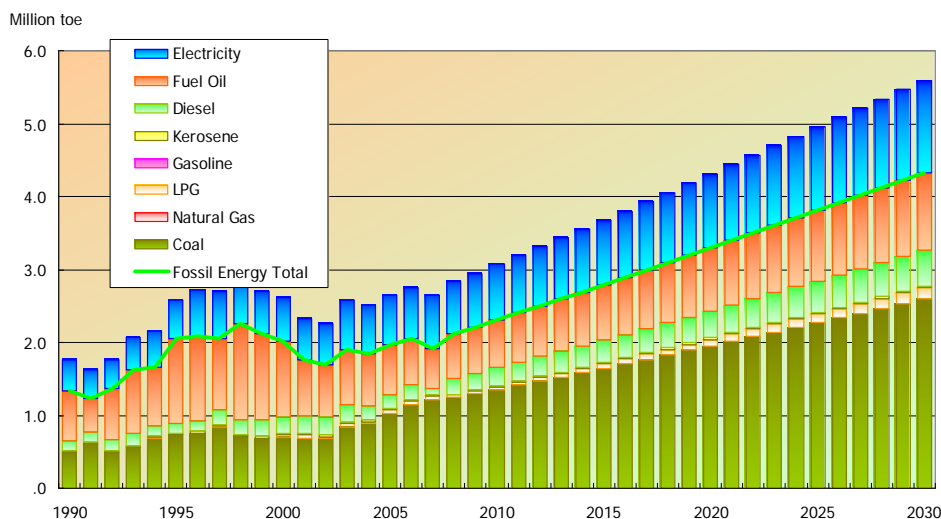


図 6.2-3 エネルギー多消費産業のエネルギー需要見通し

日本では産業部門のエネルギー消費が最終エネルギー消費の 46.6% (2006 年) を占め、そのうち上記 6 業種で 74.6% を占めている。表 4.2-3 に示したように、フィリピンでは製造業の比率が比較的少なく、日本のような大型の鉄鋼業や化学産業は存在しない。しかし、製造業の中でこれら 6 業種のエネルギー消費が大きなウエイト (77.2%) を占めている事情に変わりはない。したがって、産業分野でのエネルギー消費については、これらの業種の実態把握と将来予測に重点を置くことが適切であろう。

なお、各産業のエネルギー需要の見通し推定に採用した主な指標は下記のとおりである。

- セメント： セメント生産量 (建設部門 GDP との相関)
- 食品： 食品生産指数 (世帯あたり消費、消費者物価との相関)
- 砂糖： 砂糖生産量 (前期生産量、個人消費成長率との相関 および エタノール需要から逆算した所要量)
- 化学： 化学生産指数 (製造業 GDP との相関)
- 鉄鋼： 金属生産指数 (建設部門 GDP との相関)
- 紙パ： 人口増加率、トレンド

6.2.3 一般製造業

エネルギー多消費型産業を除く一般製造業のエネルギー消費は年率 4.6% で増加し、2030 年には 2005 年の 3.08 倍の石油換算 440 万トンに達する見込みである。この分野はエネルギー密度の低い産業が多いので、動力、照明、空調用などを中心に電力需要が全体の 45% を占めており、これに熱源としての重油が 30% で続いている。

フィリピンでは産業分野別の GDP や IIP (鉱工業生産指数) などの統計が整備されていないので、エネルギー寡消費型産業の動向を独立に取り出して分析することができない。ここでは製造業全体の動向を援用した。このように現時点では一貫性のあるデータの不足から踏み込んだ分析

が出来ないが、今回実施したエネルギー需要調査などの資料をもとに、エネルギー構造の動向については今後も検討を続けることが必要である。

表 6.2-4 一般製造業のエネルギー需要見通し

	石炭	天然ガス	LPG	灯油	軽油	重油	化石燃料	電力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	25.3	12.2	23.6	5.0	299.8	427.7	793.6	636.7	1430.3
2010	31.2	77.4	54.7	0.0	117.2	413.1	693.6	786.4	1479.9
2020	47.2	77.4	227.1	0.0	177.1	519.6	1048.4	1317.7	2366.1
2030	62.4	77.4	463.5	0.0	234.1	548.2	1385.6	1893.6	3279.2
2005->30	3.7%	7.7%	12.6%	***	-1.0%	1.0%	2.3%	4.5%	3.4%

図 6.2-3 にみられるようにこの分野における過去の消費統計の動きは不規則で、適切な回帰式を得るのが困難である。そこで、この分野の需要推定には下記の推定式を適用した。

$$\begin{aligned} \text{化石燃料} &= \text{製造業 GDP 当たりの消費原単位が逡減する} \\ \text{電力需要} &= \text{製造業 GDP 当たりの消費原単位が逡減する} \\ \text{総需要} &= \text{化石燃料需要} + \text{電力需要} \end{aligned}$$

化石燃料需要の動向については、LPG の需要がある程度伸びることを想定した。これは、石油価格の値上がりにより軽油や重油は相対的に敬遠されるであろうこと、フィリピンでは低硫黄重油が供給されていないため、環境問題などから重油需要は伸び悩み、代わって LPG の需要が伸びると想定した。ただし、天然ガスについては現在具体的な供給増強計画がないので、横ばいと想定している。今後の天然ガス普及については都市ガスグリッドの建設など供給体制の整備が前提となる。

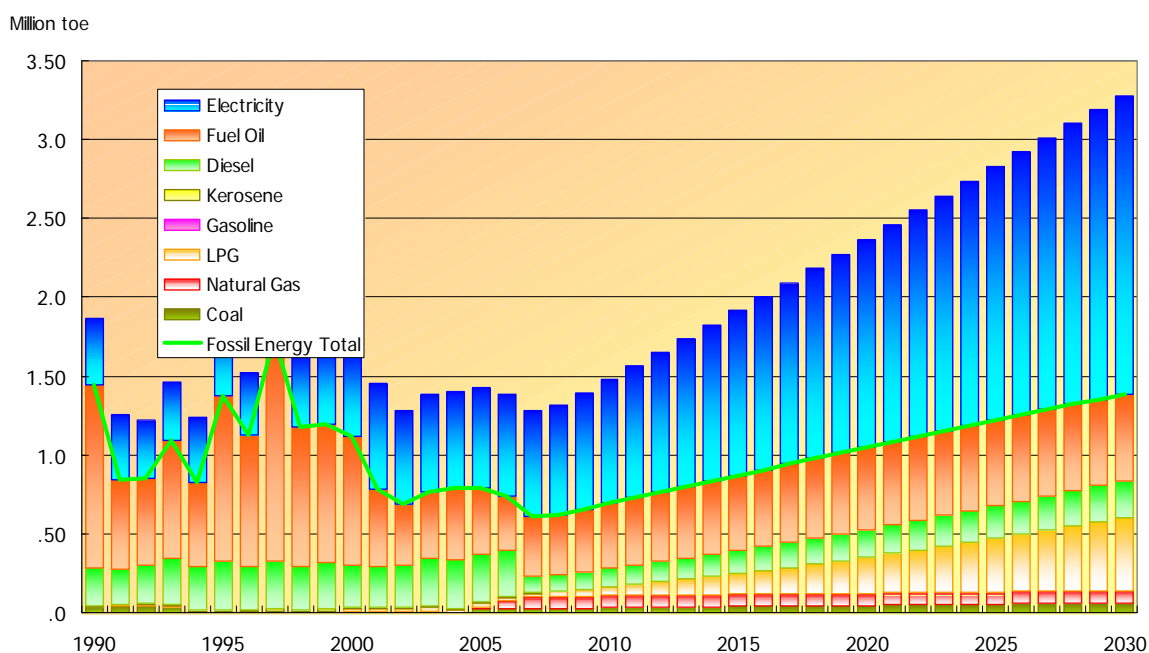


図 6.2-4 一般製造業のエネルギー需要見通し

6.2.4 商業サービス業

商業分野のエネルギー消費は年率 4.7%で増加し、2030 年には 2005 年の 3.1 倍に達する見込みである。この分野のエネルギー消費の約 7 割は電力消費である。オフィスやショッピングモール、病院などでの業務用エネルギー消費が中心なので、この比率はうなずける。今後も軽油や重油の比率は減少に向かい、電力と LPG が需要の中心となるだろう。

表 6.2-5 商業サービス業部門のエネルギー需要見通し

	LPG	軽油	重油	化石燃料	電力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	219.3	124.5	186.9	530.7	1129.6	1660.2
2010	507.3	70.0	127.5	704.8	1482.1	2186.9
2020	963.5	70.0	76.3	1109.8	2528.0	3637.8
2030	1389.3	70.0	45.7	1505.0	3713.4	5218.4
2005->30	7.7%	-2.3%	-5.5%	4.3%	4.9%	4.7%

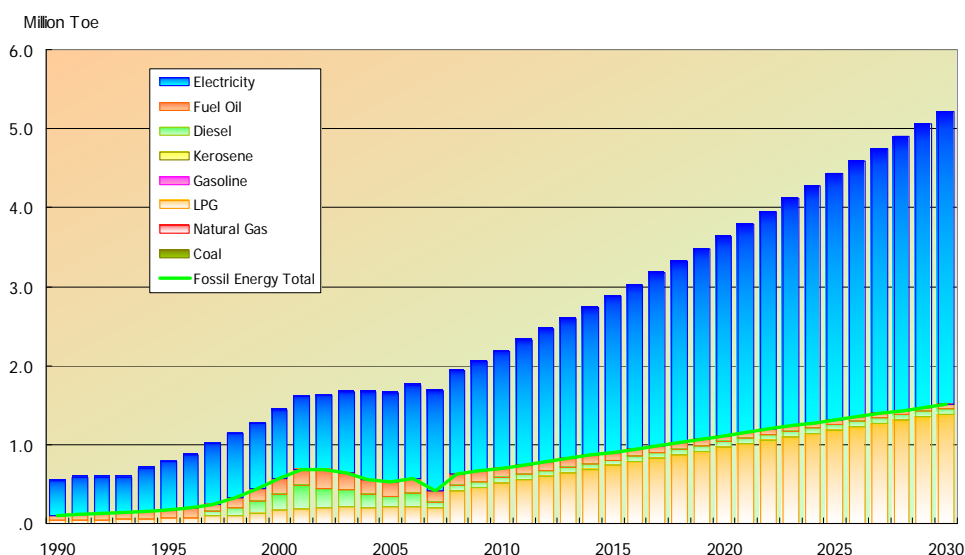


図 6.2-5 商業サービス業部門のエネルギー需要見通し

この分野でも統計的にはあまり良好なパラメーターがえられない。ただ、今後、オフィスやショッピングモールなどでの業務用エネルギー消費は照明、空調用の電力消費と厨房用の LPG に収斂すると予想される。一方、小型の発電機やボイラーなどに使用されてきた軽油や重油は電力網や LPG 配送網の拡充により、次第に電気や LPG に代替されるだろう。そこで、需要推定では「軽油や重油の消費が減少に向かい、LPG 消費が増加するものの化石燃料全体では GDP 原単位が年率 3%程度で低下する。これに対し、経済が発展途上にあるフィリピンの電力需要は底堅く、機器の効率化が進むとしても当面は GDP 原単位が年率 0.5%程度上昇する」と想定し、下記の推定式を適用した。

化石燃料＝前期の商業部門 GDP 原単位 x 97% x 商業部門 GDP

電力需要＝前期の商業部門 GDP 原単位 x 100.5% x 商業部門 GDP

総需要＝化石燃料＋電力需要

LPG 需要は厨房用が中心で、比較的小口の利用が多い。都市ガスが普及していないマニラでは、厨房用の小口需要を賄うような都市ガスシステムの建設にはかなりの困難がともなう。そこで、商業用分野では LPG の天然ガス転換はモデル上想定していない。しかし、マニラの都市部や新規開発地域などで天然ガスの利用が可能となれば、厨房用のみでなくホテルや病院などで冷房を対象としたコージェネレーションが実現可能になるだろう。その場合には電力需要の一部が都市ガスに向かう可能性が十分ある。したがって、エネルギー選択の内訳については天然ガス市場開拓計画と整合性を取りながら検討していくことが必要である。

6.2.5 家庭部門

家庭部門のエネルギー消費のほとんどはバイオマス、電力および LPG である。薪炭などのバイオマスエネルギーは次第に電気や LPG などの近代型エネルギーに取って代わられるであろう。予測期間中の家庭用商業エネルギー需要の伸びは平均 3.9% で、エネルギー消費は 2005 年の石油換算 240 万 TOE が 2030 年には 2.6 倍の 619 万 TOE に到達する。都市ガス網がないため、商業エネルギー需要増加のかなりの部分は LPG と電力が担うことになる。

表 6.2-6 家庭部門のエネルギー需要見通し

	LPG	灯油	化石燃料	電力	商業エネ 合計	木炭	薪	農業廃棄 物	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	773.7	252.7	1026.4	1378.7	2405.1	537.1	3373.0	0.0	6315.2
2010	882.4	155.0	1037.4	1725.4	2762.9	509.3	2891.8	0.0	6163.9
2020	1523.0	92.8	1615.8	2818.2	4434.0	332.4	1887.4	0.0	6653.9
2030	2186.5	55.6	2242.1	3976.7	6218.7	149.2	847.0	0.0	7214.9
2005->30	4.2%	-5.9%	3.2%	4.3%	3.9%	-5.0%	-5.4%	***	0.5%

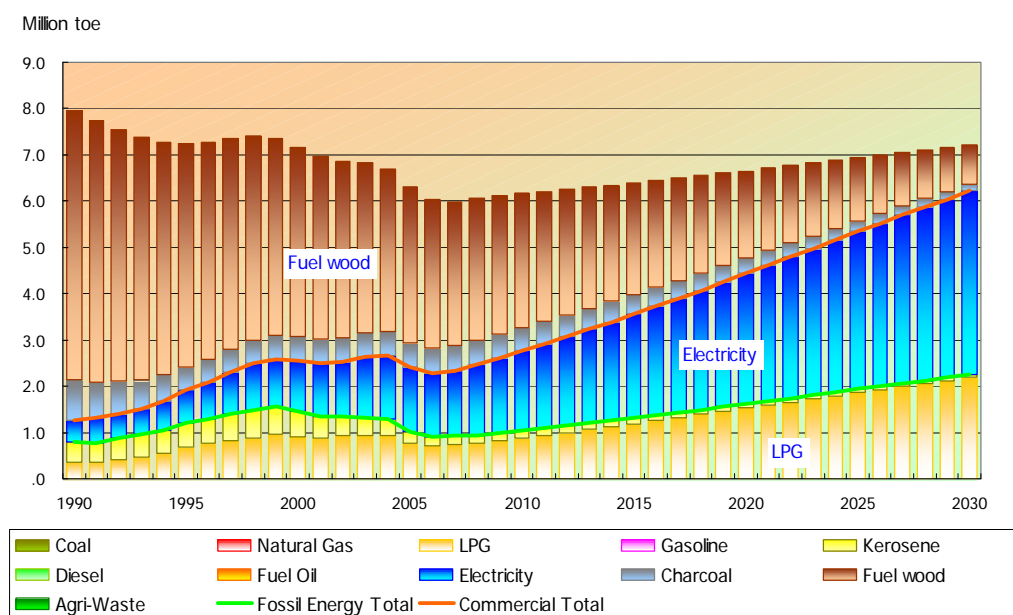


図 6.2-6 家庭部門のエネルギー需要見通し

商業エネルギーのなかではこれまで炊事用・照明用に使用されてきた灯油は次第に姿を消し、LPG と電気 に代わると想定して、以下のような推定式を適用した。

$$\text{LPG} = \text{LPG 使用家庭} \times 1 \text{ 家庭当たり使用量} \times 102.5\%$$

$$\text{灯油} = Y_{t-1} \times 95\%$$

$$\text{化石燃料} = \text{上記の合計}$$

$$\text{電力需要} = \text{個人消費支出当たり原単位} \times \text{個人消費支出}$$

この結果、現在 80%弱の系統電力普及率は 2030 年には 90%に、60%程度の LPG 普及率は 75%程度に上昇する。独立型電力を含めた電力普及率はもっと早い時期にほぼ 100%に到達しよう。なお、これまでは薪や木炭などの在来型バイオマスが家庭用エネルギーのなかで大きな比率を占めていたが、LPG の普及により使用が減少する。LPG は必要なとき必要なだけ使用できるなど熱効率はかなり上昇するので、これらのバイオマスは LPG 普及の倍の量が減少するものと見ている。

6.3 輸送部門

2007 年の輸送部門エネルギー消費量は石油換算 1,041.6 万トン (TOE) で、フィリピンのエネルギー消費の 43%を占める最大のエネルギー消費セクターである。エネルギー需要は自動車、鉄道、船舶、航空の 4 部門に大別されるが、2007 年の実績では輸送部門のエネルギー消費の 75%を自動車用が占め、船舶用が 14%、航空用が 11%で、鉄道用は 0.0% (9,200TOE) と僅かである。

輸送部門のエネルギー需要推計では、①エネルギー消費の大部分を占める自動車用燃料については自動車保有台数と燃料消費原単位による推定方法を採用し、②鉄道、航空、水運部門については旅客輸送量や貨物輸送量に基づく推計方法を採用した。現状では統計が不備であったり、不規則であったりするので、かなり大胆な推計式を導入せざるを得ないのが実情である。ただし、フィリピンの自動車普及はまだ初期段階にあり、将来どの程度まで普及が進むのかを過去のデータから推測するのは難しいし、適切ともいえない。将来のライフスタイルや交通政策についての議論を交えながら、総合的なデザインを描き、それに基づいた燃料政策を構築していくことが望まれる。

6.3.1 自動車保有台数

フィリピンの自動車保有台数は現在四輪車以上が 290 万台、バイク・トライシクルが 240 万台ほどである。貨物輸送用のトラックは大型が中心で、台数も 30 万台弱である。自動車保有台数は 1990 年代に倍増したが、2000 年以降は増加のテンポが鈍化している。バスはマイナスに転じ、乗用車も不振である。このなかでユーティリティ車 (18 人乗り以下のジプニーやワゴン車、SUV : Sport utility vehicle など) は 2000 年以降も比較的好調である。ワゴン車や SUV の人気は高い。また、近年増加が目立っているのはバイクで、タイやベトナムのように爆発的に普及する兆候が見える。このほか、日本や先行する ASEAN 諸国の例を見れば、軽量トラックが増加する可能性はあるが、今のところまだその兆候は見られない。

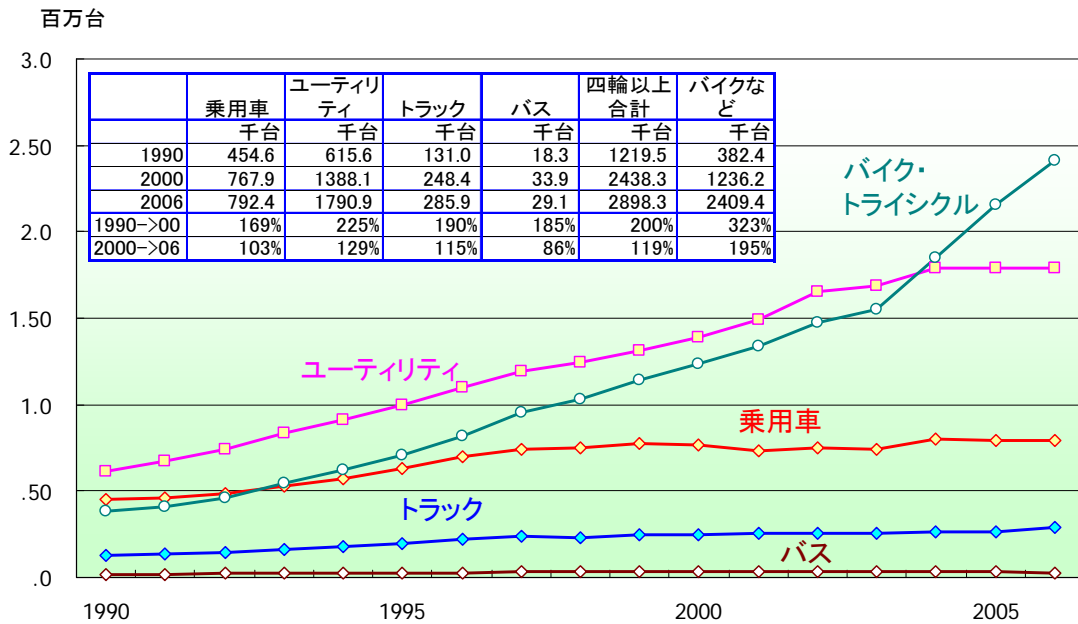


図 6.3-1 自動車保有台数の推移

6.3.2 自動車保有台数と燃料消費

自動車用燃料需要の見通しは「自動車保有台数 x 1台あたり燃料消費量」で考えるのが普通で、1台あたり燃料消費量は「自動車の燃費 x 稼働率」である。自動車の保有台数も一台あたり燃料消費量も一般には安定した数値である。耐久消費財である自動車の保有台数は毎年大きく変化するものではないし、自動車の燃費は購入した段階で決まっている。自動車を毎日どの程度使うかも、日ごろの生活習慣やビジネスパターンが急に変わるわけではないから、比較的安定しているはずである。しかしながら、フィリピンのこれらの統計をグラフにしてみると、自動車保有台数は比較的安定しているものの、燃料消費実績にはかなりのばらつきがある。燃料需要を推定する上では、これらの統計値の関係をどのように見るべきか、検証しておかねばならない。

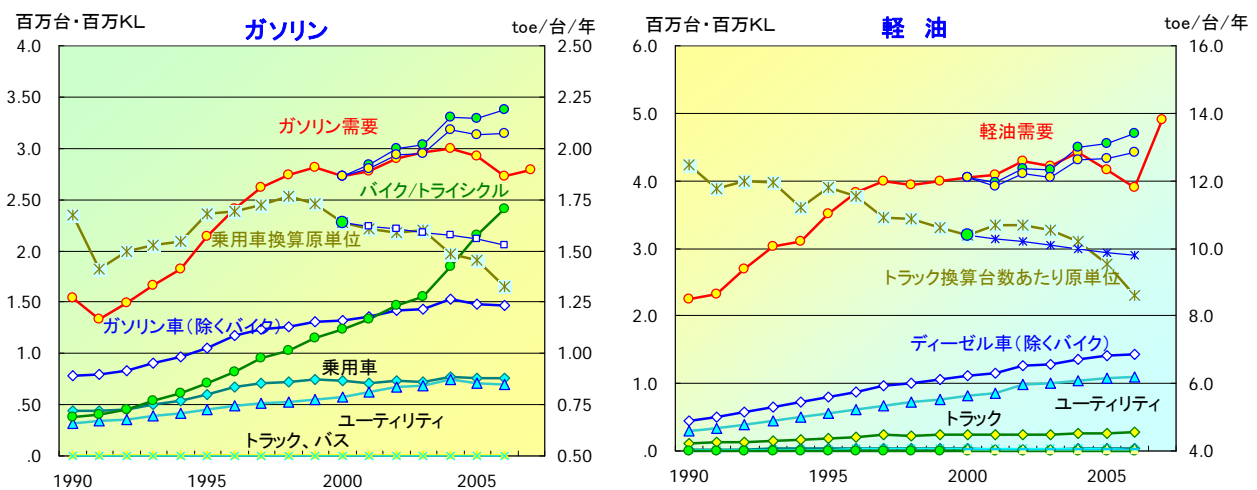


図 6-3-2 自動車保有台数と燃料消費の推移

自動車保有台数と燃料消費の関係を検証するために、図 6.3-2 では、ガソリンについては乗用車換算台数あたりの燃料消費、軽油についてはトラック換算台数あたりの燃料消費を試算してみた。換算には、後述のように、日本の車種別燃料消費統計を適用した。ガソリン、軽油のいずれにおいても一台当たりの燃料消費は最近低下傾向にあるが、ここ 1~2 年はそのトレンド以上に落ち込んでいる。ちなみに一台当たり燃料消費が 2000 年の値と同じ水準で推移した場合と毎年 1%、即ち 6 年間で 6.8% 低下した場合のガソリンと軽油の需要の推移をグラフに追記した。ガソリン、軽油ともに 2005 年、2006 年の需要実績はこのトレンドをかなり下回っている。興味深いのは、ガソリンではそれほどでもないが、2007 年の軽油の需要実績は一台あたり燃料消費が 2000 年並みのトレンドにほぼ復している点である。どうも石油統計の方にかかなりのブレがあると見る方が妥当のようである。

6.3.3 自動車燃料需要の見通し

リファレンスケースにおける自動車保有台数と燃料需要の見通しを表 6.3-1 および図 6.3-3 に示す。

表 6.3-1 自動車台数の見通し

	乗用車	SUV	トラック	バス	バイク	合計	乗用車換算 合計
ガソリン車: 千台							
2005	756	708	9	1	2158	3632	2013
2010	825	897	16	3	3610	5351	2588
2020	1307	1299	21	4	6497	9127	4082
2030	1816	1516	23	5	8010	11370	5131
2005->30	3.6%	3.1%	3.7%	6.8%	5.4%	4.7%	3.8%
軽油車: 千台							
2005	32	1084	258	30	0	1404	420
2010	37	1537	341	28	0	1944	557
2020	39	2645	484	30	0	3199	835
2030	41	3267	572	32	0	3913	1000
2005->30	1.0%	4.5%	3.2%	0.2%	***	4.2%	3.5%

自動車保有台数の動向については、ガソリン車では今後も乗用車とワゴン車などの UV が中心になると見込まれる。現在両車種あわせての保有台数は約 150 万台だが、今後年率 3.5% 程度で増加し、2020 年には 260 万台、2030 年には 330 万台を超えるレベルに達しよう。もうひとつこの分野で予想される大きな変化は、タイやベトナムなどの ASEAN 諸国と同様に、今後モーターバイクがかなりの速度で普及する可能性である。今回の想定では、現在 1,000 人当たり 30.4 台の普及率が倍の 65 台になると見込んだ。それでも 1,000 人当たり普及台数が 300 台に近いタイなどに較べれば、それほど高い水準ではない。

大型のトラックやバスは今後もディーゼル車中心になると思われるが、ディーゼル車の分野で大きな伸びが見込まれるのはユーティリティ車であろう。ワゴン車や SUV の人気はフィリピンでも高く、当面大きな伸びが見込まれる。一方、動向がやや不明なのは小型トラックである。日本のトラック保有台数の内訳をみると、2008 年 3 月末で大型トラック 245 万台に対し小型トラック

はその1.74倍の428万台、ガソリン仕様の軽トラックは3.83倍の938万台ある。今のところフィリピンではこのような小型トラック増加の兆候はみられない。ジプニーやトライシクルがこのような小口配送を引き受けているようだが、今後の小型トラックの動向については十分留意する必要がある。

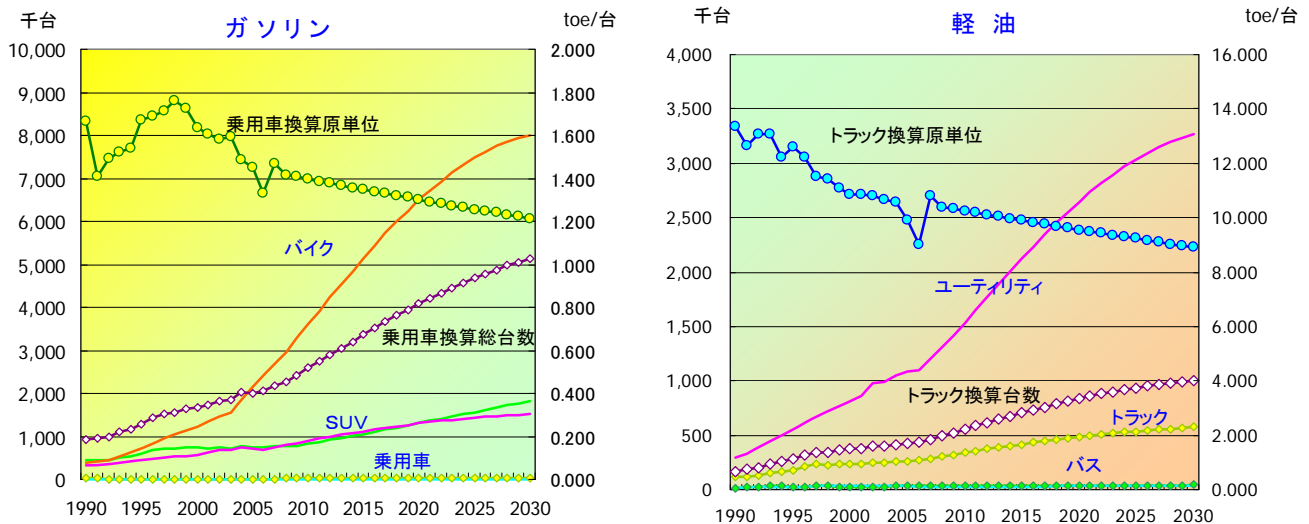


図 6.3-3 自動車保有台数と燃料需要見通し

自動車用燃料需要の推計では、まず、各車種の保有台数をガソリン車では乗用車換算台数、軽油車ではトラック換算台数に換算して集計し、この換算台数単位での燃料原単位の推移をみる方法を採用した。図 6.3-3 に示すように、過去の消費原単位にはかなり不規則な変動がみられるが、これは経済的現象というよりも統計の質の問題とみるべきである。将来的には車の燃費の改善とともに燃料原単位は一定のペース（各ケースに適用した省エネ率、リファレンスケースでは毎年0.5%）で逡減するものと想定した。なお、換算台数の計算では、フィリピンの統計が十分でないので、表 6.3-2 に示すような日本の車種別の燃料原単位統計を適用して換算率を計算した²¹。

次にバイオ燃料の導入については、2006年バイオ燃料法により設定されている導入目標にしたがって、次のように想定した。

- ① エタノールは 2009 年より 5%、2011 年より 10% 導入される
- ② バイオディーゼルは 2007 年には既に 1% 導入済みとされているが、この比率は 2009 年より 2% に引き上げられる。

また、ガス体燃料の導入については CNG（圧縮天然ガス）、LPG の導入が主にタクシーなどガソリンエンジン分野で進むものと見た。CNG は既に一部のバスでも導入されているが、その量は僅かにとどまるものと想定した。ただし、今後のエネルギー政策次第では、ガス体燃料がここでの想定よりも多く導入されることもありえよう。このような想定よりバイオ燃料が多く導入されるケースについては、第 7 章で検討する。

21 今回調査で実施したエネルギー消費実態調査には運輸業界の調査も含んでおり、営業用のバスやトラックについてはある程度燃料消費の実態を把握することができた。しかし、燃料消費のかなりの部分を占める乗用車やユーティリティ車、自家用トラックなどの燃料消費統計がないので、今回調査の結果をモデルで使用できなかった。今後はこのような調査を充実させて、需要動向をより正確に把握するためのデータの拡充を図ることが望まれる。

表 6.3-2 車種別燃料別消費原単位

	乗用車	UV	トラック	バス	バイク
	ℓ	ℓ	ℓ	ℓ	ℓ
ガソリン	1460	1725	2677	3650	270
軽油	1186	1356	12191	11771	***
換算率					
ガソリン	100.0	118.2	183.4	250.0	18.5
軽油	9.7	11.1	100.0	96.6	2.2

(出所)国土交通省「自動車輸送統計調査」

上記のような想定に基づく自動車用燃料の需要見通しを表 6.3-4 に示す。フィリピンのエネルギー政策ではガス体燃料やバイオ燃料の導入促進が謳われているが、2020 年においてもそれらの新燃料の比率は 6%強に過ぎない。現行計画の実現可能性やさらなる上積み of 得失については経済性、安全保障、環境などの面から検討を進めることが望まれる。

表 6.3-3 油種別自動車燃料需要

	CNG	LPG	ガソリン	エタノール	軽油	Bio-Diesel	自動車用合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	0	1	2,923	1	4,168	0	7,094
2010	5	72	3,362	181	5,594	114	9,329
2020	31	106	4,669	531	7,797	160	13,294
2030	101	124	5,463	622	8,647	178	15,136
2005->30	***	20.5%	2.5%	27.6%	3.0%	***	3.1%
Composition	%	%	%	%	%	%	%
2005	0.0	0.0	41.2	0.0	58.8	0.0	100.0
2010	0.1	0.8	36.0	1.9	60.0	1.2	100.0
2020	0.2	0.8	35.1	4.0	58.7	1.2	100.0
2030	0.7	0.8	36.1	4.1	57.1	1.2	100.0

6.3.4 自動車普及台数に関するケーススタディ

経済が発展段階にあるフィリピンでの今後の自動車普及動向は、国民のライフスタイルに対する嗜好や公共交通政策などによりかなり左右されよう。そこで、人気の高いワゴン車のどのユーティリティ車やモーターバイクの普及するケースをチェックしておこう。ここでは、リファレンスケースで想定した自動車普及動向に対し、2030 年でユーティリティ車とトラックは 12~13%、モーターバイクは 25%増加するケースを想定した。

上記の想定のもとでは、2030 年でガソリン需要は 11.3%、軽油需要は 12.4%の増加となる。モーターバイクがフィリピンでも他の ASEAN 諸国のように普及するかどうかが読みづらい点もあるが、高原状態になるレベルが 800 万台か 1,000 万台かでガソリン需要にはかなりのインパクトが生じる。自動車燃料の需要動向については、①バイオフェューエル、②モーターバイク、③ユーティリティ車やトラックなどが注目すべきファクターということが出来よう。

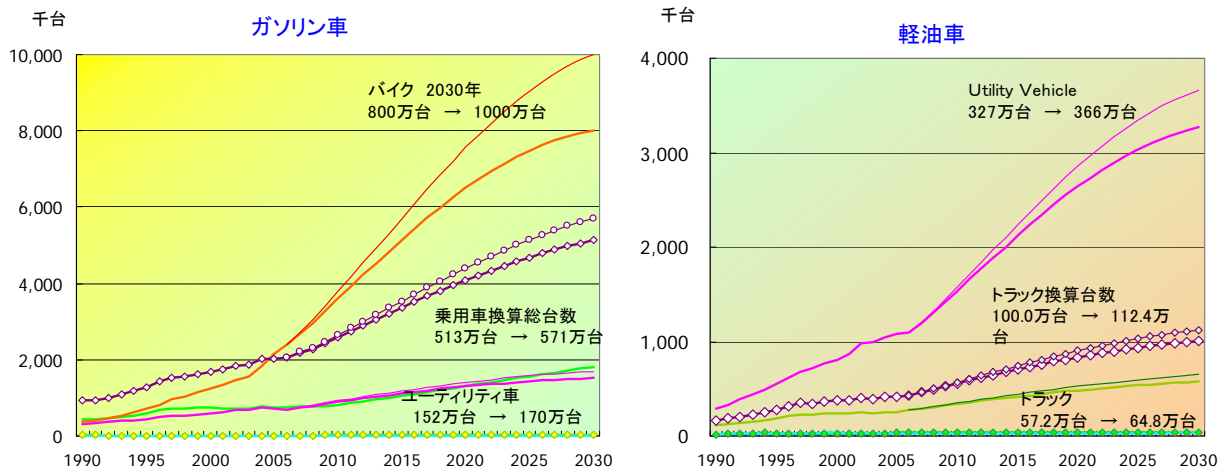


図 6.3-4 自動車普及の想定

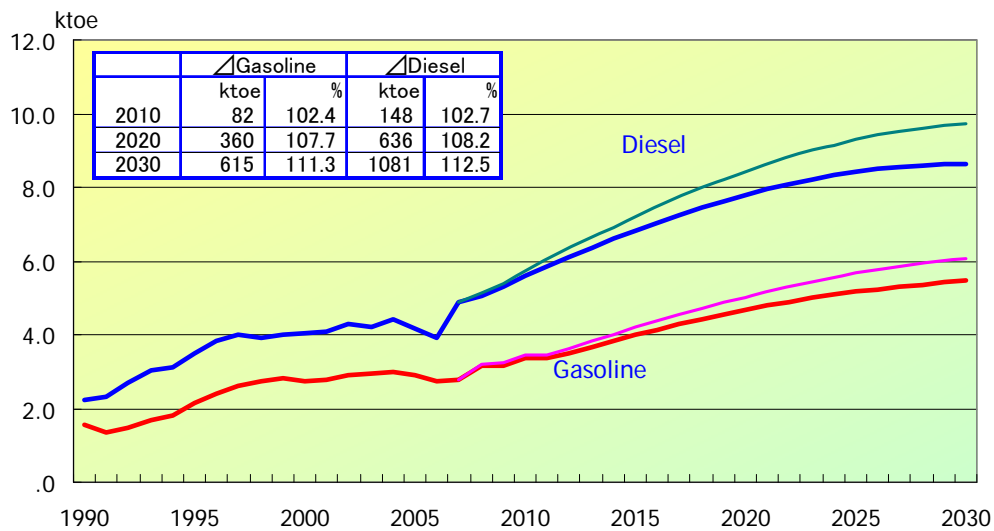


図 6.3-5 自動車用燃料需要増加の可能性

6.3.5 その他の輸送用燃料

自動車用以外の燃料需要は輸送用燃料の約1/4を占める。多くの島嶼からなるフィリピンでは船舶用燃料と航空用燃料の需要が大きい。一方、鉄道はマニラ地域にごく限られた路線があるだけで、燃料消費もごく僅かである。

図 6.3-6 に示すように船舶用燃料統計は大きな変動を示している。特に長距離航路の大型船で使用される重油の変動幅が大きい。これはその時々内外の市場動向次第で燃料を補給する港を選ぶことが出来るからであろう。また、船舶への燃料供給は必ずしも固定地点で行われず、補給船で比較的フレキシブルに供給することができる。そのため、実需数量の把握の点でも課題を抱えているといえる。それに引き換え、燃料の補給場所が空港と決まっている航空用燃料の動きは比較的安定している。

表 6.3-4 その他輸送用燃料の需要見通し

	航空燃料	船用軽油	船用重油	鉄道	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	1003	354	482	13	1851
2010	1245	258	1191	10	2703
2020	1828	500	1643	12	3983
2030	2494	845	2075	13	5428
2007→30	3.7%	3.5%	6.0%	0.1%	4.4%

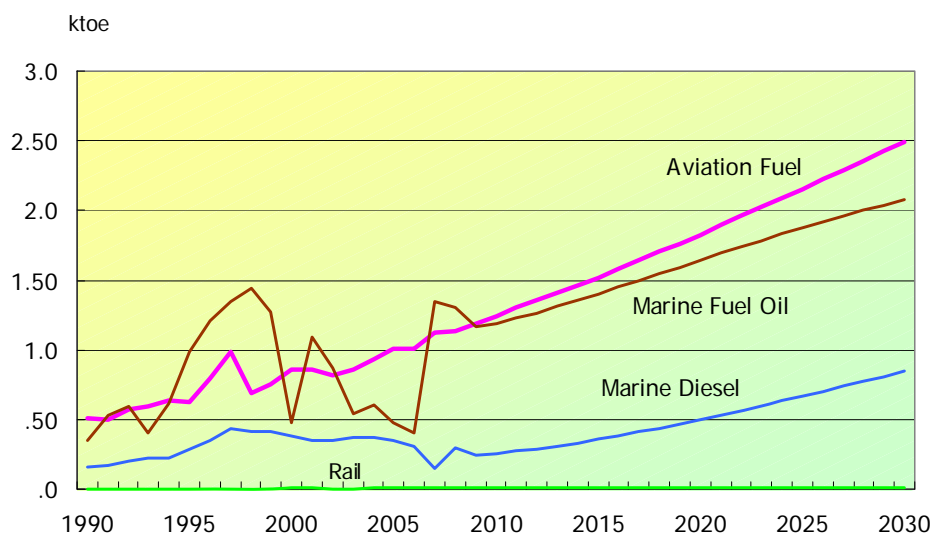


図 6.3-6 船舶、航空、鉄道用燃料需要

統計値にこのような不規則性がみられるので、将来需要については2007年実績を基準に外挿する方法をとっている。それぞれの需要動向については、船用燃料では海上貨物輸送量、航空燃料では旅客輸送量との関係で捉えている。予測期間中の需要増加率は概ね3%程度となる。このような推計方法をとってはいるが、旅客輸送量や貨物輸送量の統計が必ずしも安定的ではないので、今後その質の改善を図ることが望まれる。また、鉄道など公共交通機関の拡充がどのように進むかによって自動車燃料需要などにも影響が及ぶと考えられるので、交通運輸政策との総合的な連繋の上で需要動向を把握することが望まれる。

6.4 エネルギー別需要

次に、エネルギー別の需要動向をみてみよう。それぞれのエネルギーはその特徴や利便性、経済性などに沿ってさまざまな用途で利用されている。自動車用燃料では効率が良く持ち運びに便利なガソリンや軽油、大型工場では大型設備が必要であっても廉価な重油や石炭、家庭用や商業用では使い勝手がよくクリーンなLPGなどが選好されている。このようなエネルギー選択は技術進歩や環境への配慮などを反映し、時代とともに変化している。なお、以下の観察において示す数字は、エネルギー供給の最適化を行う前の最終需要で、製油所や電力発電などの転換部門で使用される燃料消費量やロスがこれらの数字に加算され、一次エネルギー供給量が算出される。

6.4.1 電力需要

大型製造業の少ないフィリピンでは、最大の電力消費部門は家計部門で、これに製造業と商業サービス業が続いている。鉄道路線がほとんどないので、運輸業での電力消費は、動力用は僅かで、ほとんどが事務所や事業所などでの業務用需要である。

今後の電力需要は、経済の牽引車となるサービス部門や一般製造業での業務用の伸びが中心となり、家計部門での電力需要も経済成長を反映して着実に伸びると見込まれる。近年、これらの部門で使用される業務用電気設備や家電製品などの省エネルギー技術の進歩が著しい。今後の省エネルギーの普及において、一番効果が上がる分野であるといえよう。そのような意味で、今後の需要動向については一層掘り下げた分析を行うことが望まれる。

表 6.4-1 部門別電力需要見通し

	農業	エネルギー多消費産業	一般製造業	運輸	商業	家庭	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	42.2	688.7	636.7	7.8	1129.6	1378.7	3883.7
2010	49.5	763.2	786.4	9.8	1482.1	1725.4	4816.4
2020	72.2	1012.1	1317.7	11.7	2528.0	2818.2	7759.9
2030	92.6	1260.3	1893.6	13.4	3713.4	3976.7	10950.0
05-30	3.2%	2.4%	4.5%	2.2%	4.9%	4.3%	4.2%
Compositio	%	%	%	%	%	%	%
2005	1.1	17.7	16.4	0.2	29.1	35.5	100.0
2010	1.0	15.8	16.3	0.2	30.8	35.8	100.0
2020	0.9	13.0	17.0	0.2	32.6	36.3	100.0
2030	0.8	11.5	17.3	0.1	33.9	36.3	100.0

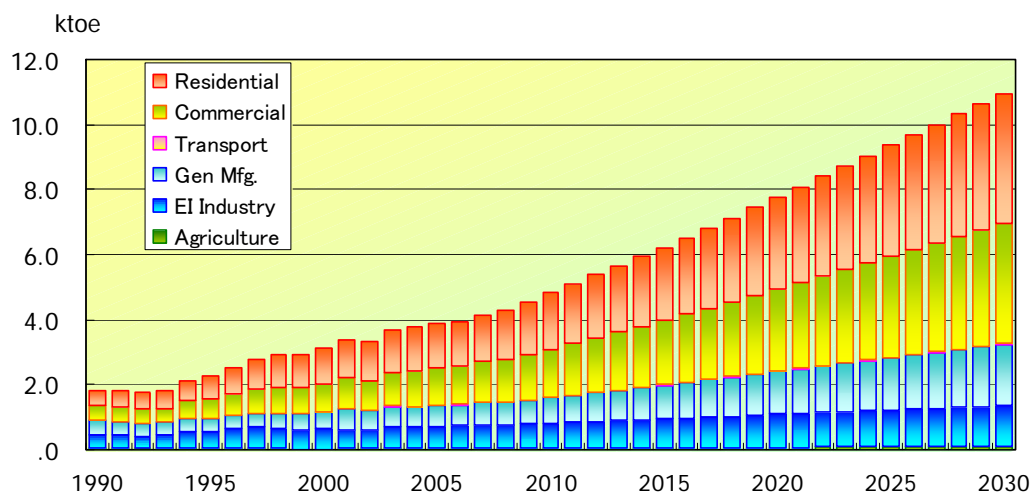


図 6.4-1 部門別電力需要見通し

6.4.2 石炭需要

電力用以外の石炭消費は、エネルギー多消費分野ではセメント産業のみで、これに加えて一般産業でごく僅かの量が使用されている。大型製造業のないフィリピンでは今後もこの傾向が続くだろう。したがって、一般分野での石炭消費量はセメント生産量に連動して変化するものと想定した。

表 6.4-2 部門別石炭需要見通し

	農業	エネルギー多消費産業	一般製造業	運輸	商業	家庭	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	0.0	1031.2	25.3	0.0	0.0	0.0	1056.5
2010	0.0	1353.0	31.2	0.0	0.0	0.0	1384.3
2020	0.0	1953.9	47.2	0.0	0.0	0.0	2001.2
2030	0.0	2590.7	62.4	0.0	0.0	0.0	2653.1
05-30	***	3.8%	3.7%	***	***	***	3.8%
Compositio	%	%	%	%	%	%	%
2005	0.0	97.6	2.4	0.0	0.0	0.0	100.0
2010	0.0	97.7	2.3	0.0	0.0	0.0	100.0
2020	0.0	97.6	2.4	0.0	0.0	0.0	100.0
2030	0.0	97.6	2.4	0.0	0.0	0.0	100.0

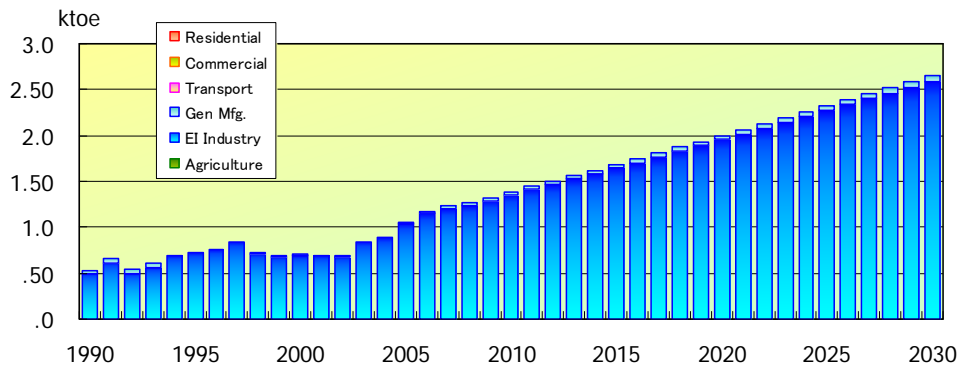


図 6.4-2 部門別石炭需要見通し

6.4.3 ガス需要

天然ガスは現在ほとんどが発電用に使用されている。その他少量のガスが、マランパヤガス田からのパイプラインの揚げ地であるバタンガスにおいて他分野で使用されている。しかし、化学原料や熱源として大量に天然ガスを使用する産業の展開は見込まれていない。一方、LPG は商業、サービス業などの業務用と家庭用の分野で普及が進んでおり、今後もこの趨勢が続くと見込まれる。このほか輸送部門でも CNG や LPG が少しずつ使用され始めている。

クリーンで使い勝手の良いガス体エネルギーは今後も一定のペースで普及が進むと見込まれる。運輸部門では CNG バスや LPG 自動車の導入が計画されているほか、大都市圏でガスグリッドが構成されればオフィスビル、大型商業施設や病院、中規模工場などでのコジェネレーション普及の可能性は十分あるといえよう。

表 6.4-3 部門別ガス体エネルギー需要見通し

	農業	エネルギー多消費産業	一般製造業	運輸	商業	家庭	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	0.0	1031.2	25.3	0.0	0.0	0.0	1056.5
2010	0.0	1353.0	31.2	0.0	0.0	0.0	1384.3
2020	0.0	1953.9	47.2	0.0	0.0	0.0	2001.2
2030	0.0	2590.7	62.4	0.0	0.0	0.0	2653.1
05-30	***	3.8%	3.7%	***	***	***	3.8%
Compositio	%	%	%	%	%	%	%
2005	0.0	97.6	2.4	0.0	0.0	0.0	100.0
2010	0.0	97.7	2.3	0.0	0.0	0.0	100.0
2020	0.0	97.6	2.4	0.0	0.0	0.0	100.0
2030	0.0	97.6	2.4	0.0	0.0	0.0	100.0

また、フィリピンは島嶼で構成され、マニラ周辺以外では地方レベルでの需要が分散し、小規模なので、輸送やハンドリングの面ではLPGが使いやすいクリーン燃料といえる。地方都市では簡易ガスグリッドによる都市ガス供給展開の可能性もあると思われる。それに対しフィリピン国内や国際市場におけるLPGや天然ガス市場の供給動向には読みづらい点もある。そのような状況のなかでガス体エネルギー市場をどのように展開していくか、供給オプションの検討とあわせて、検討を進めるべきであろう。

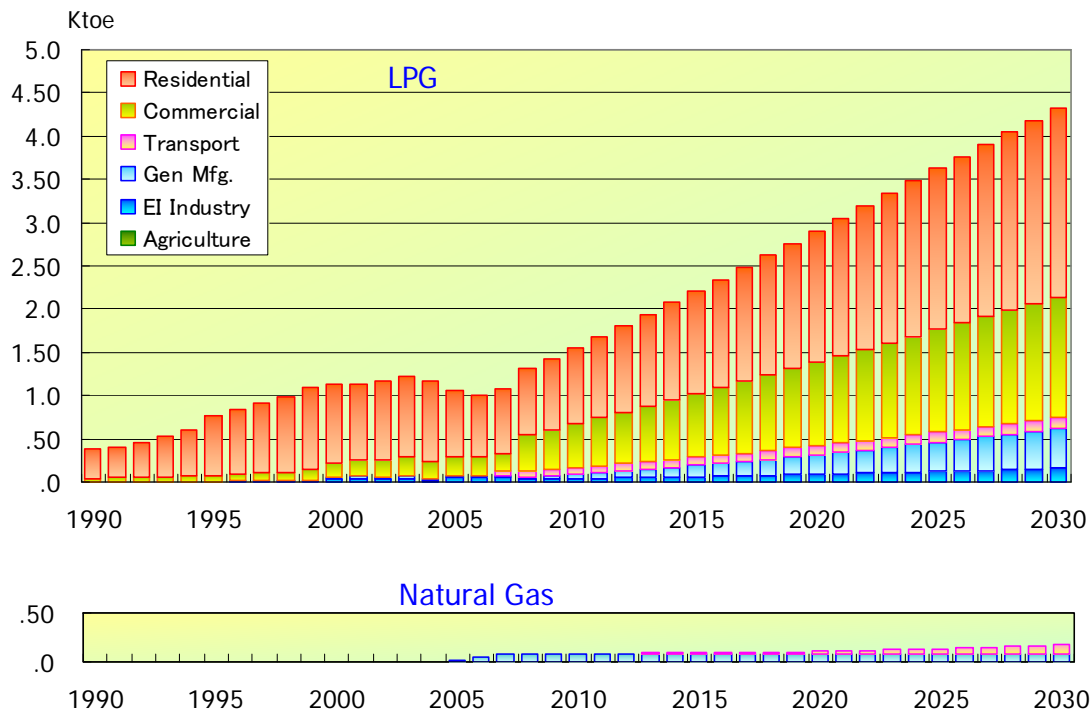


図 6.4-3 部門別ガス需要見通し

6.4.4 石油製品需要

フィリピンではLPGを除く石油製品需要の約8割が輸送用に使用されている。エネルギー多消費型製造業が少ないことに加え、セメントや砂糖産業などでは熱源用に石炭やバガスが主に使用されている。食品加工や紙パルプなどの産業で熱源用に使用されている石油は少量にとどまっている。また、製造業で構内作業用に使用されている軽油など産業用に計上されている石油製品は少量である。

一方、これまで業務用や家庭用の分野で炊事や照明に使用されてきた灯油は電気やLPGへの転換が進んできており、今後もこの傾向は続くだろう。フィリピンの石油需要は、価格の高騰もあり、輸送用燃料に特化する傾向が一層強まると予想される。

石油製品の油種別需要動向をみると、今後需要の中心となるのは厨房用などのLPG、自動車用のガソリンと軽油、ジェット燃料、船舶用重油などである。油種構成では重油がやや減少し、ジェット燃料が増加して全般的に軽質化が進む。しかし、バイオ燃料の普及が進みガソリンや軽油の構成比も低下傾向にあるので、軽質化がそれほど激しく進むわけではない。バイオ燃料やLPG除きの石油製品の構成比では、ガソリンは2005年の23.4%が2030年には24.4%に1%増加し、

中間溜分が 56.1%から 58.6%に 2.5%増加する。一方、重油は 20.5%から 17.0%に低下する。また、業務用や家庭用の分野で LPG の普及が進み、石油製品に対する比率も倍増する。国内ガス田や製油所からの大幅な供給増加は期待できないので、需要増加分は輸入でまかなうことになる。

なお、表 6.4-4 の数字は最終製品の需要で、製油所や発電所などでの転換部門での消費量やロスを含んでいない。

表 6.4-4 部門別石油製品(LPGを除く)需要見通し

	農業	6種製造業	一般製造業	運輸	商業	家計	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	270.6	887.9	732.5	8930.5	311.4	252.7	11385.6
2010	204.8	914.8	530.3	11944.9	197.5	155.0	13947.4
2020	264.7	1256.2	696.7	17127.8	146.3	92.8	19584.6
2030	309.8	1583.1	782.3	20324.5	115.7	55.6	23171.0
05-30	0.5%	2.3%	0.3%	3.3%	-3.9%	-5.9%	2.9%
Compositi	%	%	%	%	%	%	%
2005	2.4	7.8	6.4	78.4	2.7	2.2	100.0
2010	1.5	6.6	3.8	85.6	1.4	1.1	100.0
2020	1.4	6.4	3.6	87.5	0.7	0.5	100.0
2030	1.3	6.8	3.4	87.7	0.5	0.2	100.0

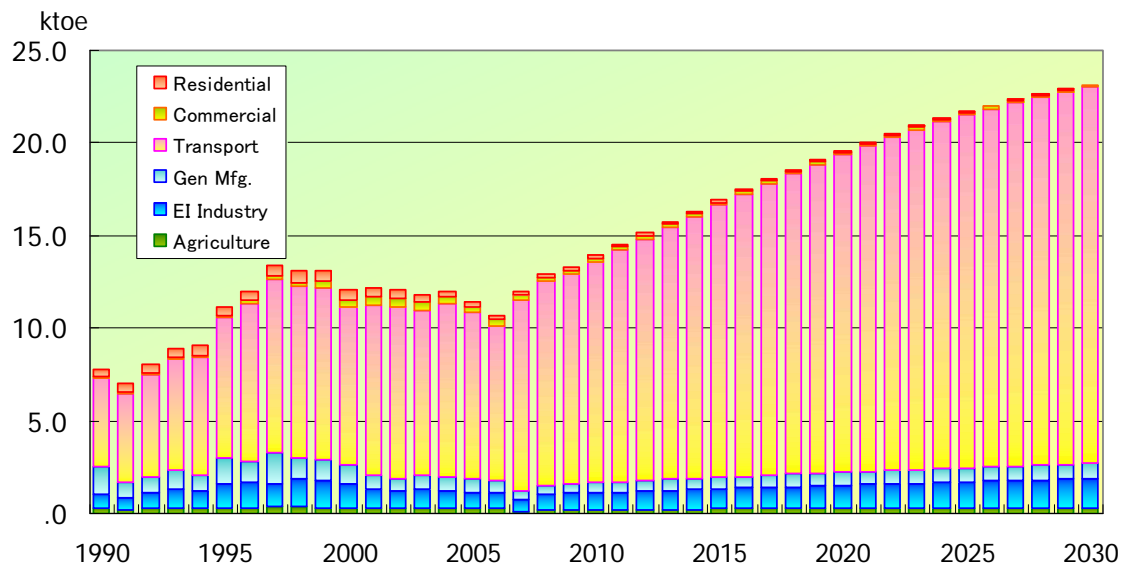


図 6.4-4 部門別石油製品(除くLPG)の需要見通し

表 6.4-5 石油製品油種別需要見通し

	航空燃料	ガソリン	エタノール	ジェット燃料	灯油	軽油	バイオディーゼル	重油	合計	LPG
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2007	3.8	2789.5	2.0	1124.6	199.8	5375.5	0.0	2452.9	11948.0	1073.8
2010	4.3	3362.2	180.8	1240.4	176.5	6445.5	114.2	2423.5	13947.4	1556.2
2020	4.3	4668.7	531.3	1823.5	118.5	9121.8	159.6	3156.8	19584.6	2908.5
2030	4.3	5462.6	622.4	2489.7	84.1	10534.9	178.2	3794.7	23171.0	4320.6
2005->30	0.6%	3.0%	28.4%	3.5%	-3.7%	3.0%	***	1.9%	2.9%	6.2%
構成比	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
2007	0.0	23.3	0.0	9.4	1.7	45.0	0.0	20.5	100.0	9.0
2010	0.0	24.1	1.3	8.9	1.3	46.2	0.8	17.4	100.0	11.2
2020	0.0	23.8	2.7	9.3	0.6	46.6	0.8	16.1	100.0	14.9
2030	0.0	23.6	2.7	10.7	0.4	45.5	0.8	16.4	100.0	18.6

(除くバイオフェューエル)

	0.0	23.4		9.4	1.7	45.0		20.5	100.0	9.0
2010	0.0	24.6		9.1	1.3	47.2		17.8	100.0	11.4
2020	0.0	24.7		9.7	0.6	48.3		16.7	100.0	15.4
2030	0.0	24.4		11.1	0.4	47.1		17.0	100.0	19.3

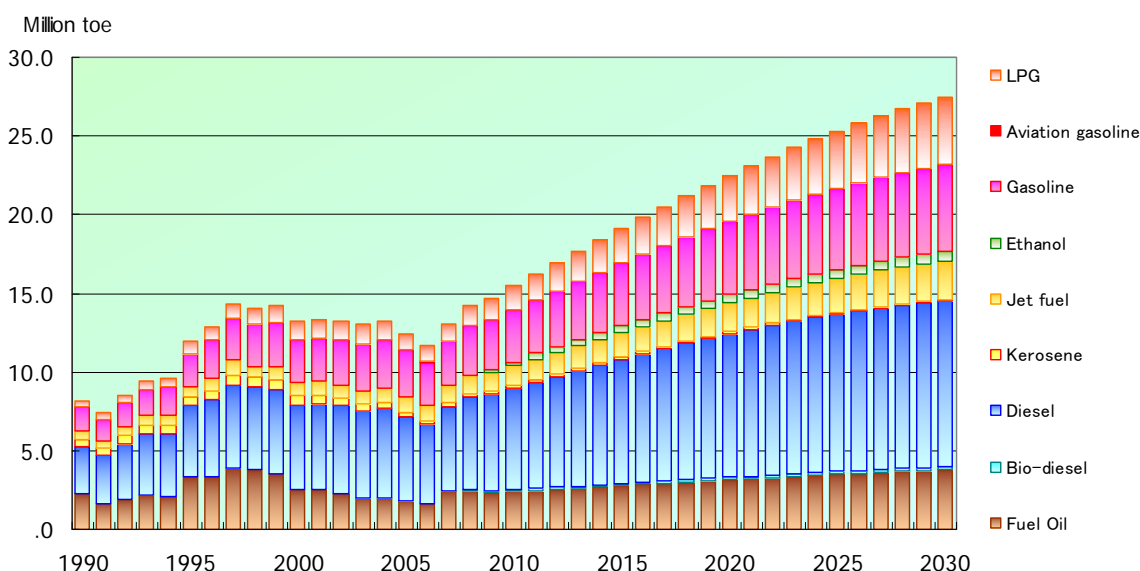


図 6.4-5 石油製品油種別需要見通し

6.4.5 バイオマスエネルギー需要

バイオマスエネルギーの消費はこれまで家庭部門が中心であったが、前項で見たように、今後は電気やLPGなどの近代的、健康的エネルギーに置き代わって行くだろう。このほかの分野では、バイオ燃料の原料として砂糖やココナツの生産が増加し、その絞りかすのバガスやココナツ残滓が産業分野で有効活用されるだろう。しかし、全般的にはバイオマスの利用は逡減傾向にあるといえる。

部門別にみると、統計上農業分野でのバイオマス利用はゼロとされていてやや不自然な感じがあるが、正確な数字を把握するのが難しいのも事実である。家庭部門での薪炭の利用が減少に向かい、代わって産業分野でのバガスやココナツ残滓の利用が増加する。ガソリンへのエタノールの添加が2009年より開始される(2009年からE5=5%、2010年からE10=10%)ので、これが全量サトウキビから生産されるものとし、これに伴いバガスの使用量が増加すると想定した。なお、

食料としての砂糖の生産は個人消費の伸びと同程度の増加を見込んでいる。これまで一般産業ではバイオマスの利用が統計的に把握されていないが、砂糖産業でのヒアリング調査から、バガスの15%がこの分野で使用されるものと見た。

表 6.4-6 部門別バイオマスエネルギー需要見通し

	農業	エネルギー多消費産業				一般製造業	商業	家庭	非商業エネルギー合計
		合計	バガス	ココナツ残滓	その他				
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	0.0	1201.7	711.2	299.3	191.2	10.0	298.2	4256.5	5766.3
2010	0.0	1681.4	1053.3	386.2	241.9	247.8	282.7	3688.6	5900.6
2020	0.0	2790.2	1752.6	637.9	399.7	412.4	184.5	2407.5	5794.6
2030	0.0	4028.8	2513.8	931.4	583.5	591.5	82.8	1080.4	5783.5
2005 ->	***	5.0%	5.2%	4.6%	4.6%	17.7%	-5.0%	-5.3%	0.0%

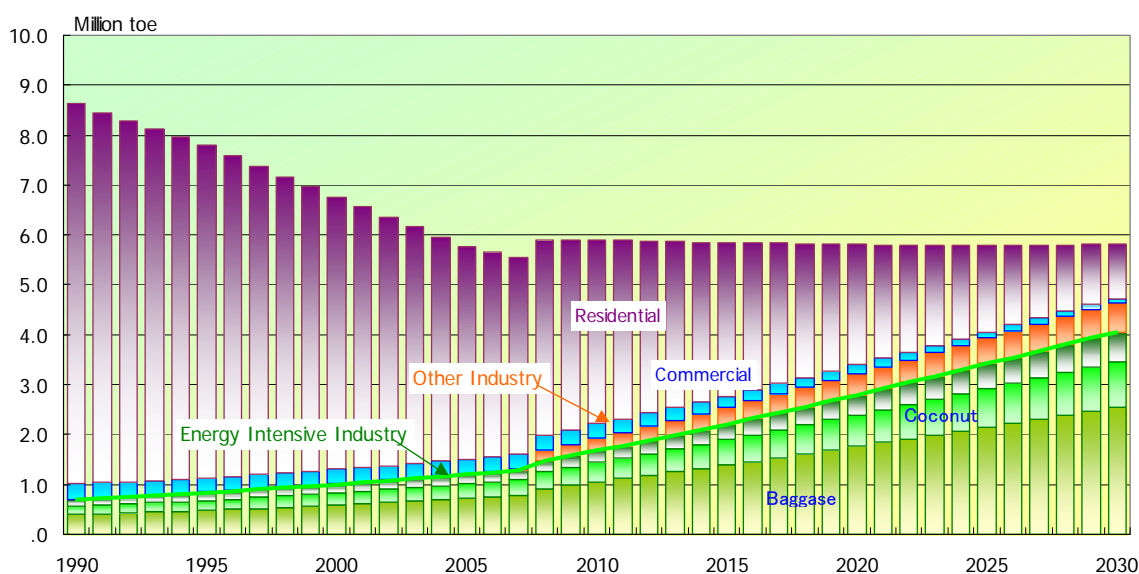


図 6.4-6 部門別バイオマスエネルギー需要見通し

バイオディーゼルについては、現在 CME（コメチルエステル）が使用されており、2007年には軽油の1%、2009年からは2%を代替する計画である。ただし、この計画がどこまで実現しているのか、また、ココナツ残滓がどのように利用されるのかが不明なので、バイオディーゼルの増加とココナツ残滓の利用量との関係はここでは考慮していない。

商業分野では薪炭などがまだ一定量利用されているが、これらはLPGの導入とともに減少すると考え、家庭部門のバイオマスと同率で減少すると想定した。

表 6.4-7 種類別バイオマス需要見通し

	籾殻	木炭	薪	バガス	農業廃棄物	動物性廃棄物	非商業エネ合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	48.0	677.3	3669.2	711.2	645.7	15.0	5766.3
2010	55.1	644.2	3220.0	1301.2	673.7	6.4	5900.6
2020	81.8	420.5	2291.2	2164.9	825.6	10.6	5794.6
2030	113.2	188.7	1345.1	3105.3	1015.7	15.5	5783.5
2005 ->30	3.5%	-5.0%	-3.9%	6.1%	1.8%	0.1%	0.0%

バイオマスの種類別では、これまで大半を占めた薪炭が減少し、バイオ燃料製造の残滓であるバガスやココナツ滓の比率が増大すると見込まれる。バイオ燃料の導入に伴う絞り滓の利用量は、まだ大まかな推定にとどまっている。今後のバイオ燃料計画の進展度合いによっては、ここに計上したバガスやココナツ、ジャトロファなどの残滓の供給量はかなり変化するだろう。その影響を織り込むためには、また、バイオマスエネルギー産業の効率的な発展を進める上でも、これらのバイオマスがどのような分野で有効利用可能であるか、さらに掘り下げた総合的な技術検討を行う必要がある。

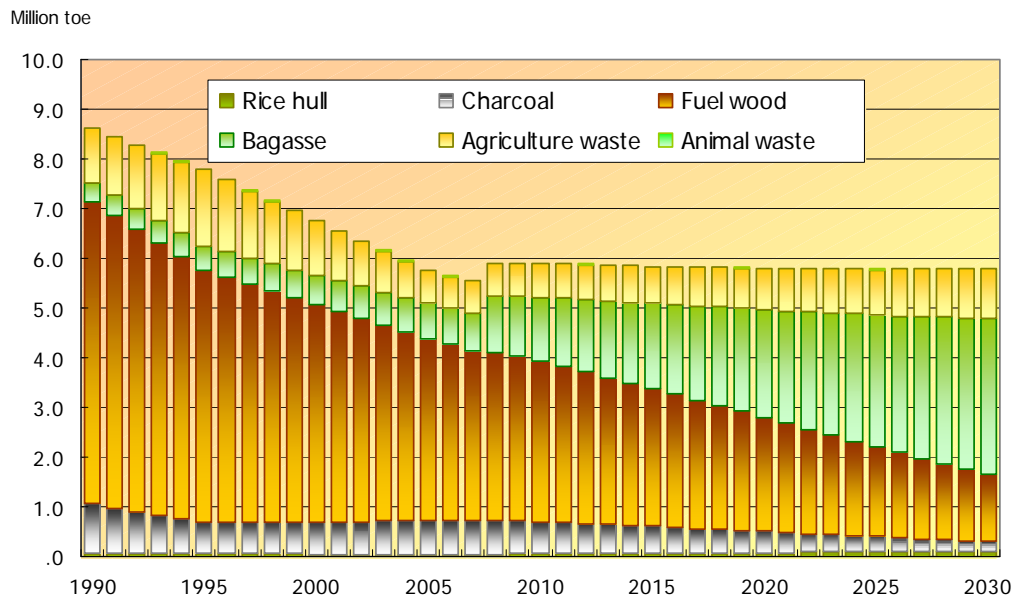


図 6.4-7 タイプ別バイオマスエネルギー需要見通し

第7章 長期エネルギー需給バランスと供給見通し

本章では、今回調査のために構築したエネルギー需給最適化モデルを用いて、前章で検討した種々の需要シナリオに対応するエネルギー需給動向を試算し、そのインプリケーションを検討する。さらに、7.5節ではエネルギー供給条件の変化についてさまざまなケーススタディを行い、そのインプリケーションについて検討する。なお、2006年までの数値は、全て実績値である。

7.1 長期エネルギー需給検討の前提条件

今回リファレンスケースに適用した各種エネルギーの標準的な供給条件は下記に説明するとおりである。

7.1.1 石油供給に関する前提条件

- ①国内の石油精製能力は現行どおりとする。なお、石油精製能力増強のケースについては第7.5節で検討する。
- ②国内の製油所で処理される原油の0.25%が国産石油とし、その性状は輸入原油と同質であると仮定した。実際にはフィリピンの国産原油は軽質低硫黄だが、生産量が微量であり、モデルの煩雑さを避けるためにこのような仮定を置いている。
- ③製油所で生産される各種石油製品は、自由に輸出できるものとした。
- ④石油備蓄は2006年からスタートするものとした。
- ⑤石油備蓄量は、当該年の石油製品消費量を基準とし、その一定日数分（LPG=7日、その他は15日分）に相当する原油で備蓄するものとした。原油は処理量の95%が石油製品に転換されるものと仮定した。また、処理原油の4%が自家燃として消費されるとした。
- ⑥製油所での製品得率については、ガソリンと軽油の得率に留意しつつ、設備構成や入手可能な範囲でのデータ、日本などで入手したデータなどを総合的に勘案して想定した。
- ⑦バイオ燃料については、ガソリンおよび軽油の需要に対して何%程度まで普及が進むかを尺度として導入量を想定している。バイオエタノールやバイオディーゼルは、需要予測モデルでの想定と同量が供給されるものとしている。
- ⑧LPGの国際市場は変動が激しいので、輸入量には一定の目安＝上限（年間輸入量＝200万トン）があるとして、これを越える供給が必要かどうかを検討している。モデル上は、LPGの需要量が生産量と輸入可能量の合計を上まわった場合は、便宜的にLPG替燃料（ここでは灯油を想定）が供給されるものとした²²。

7.1.2 天然ガス供給に関する前提条件

- ①天然ガス需要に対してはまず国産天然ガスを供給し、不足分をLNGの形態による天然ガスの

22 都市部でのLPG需要が一定規模を超えて増加する場合には、都市ガス導管等の供給インフラを整備し、都市ガス供給によってLPG需要が代替されると想定するのが現実的と思われる。しかし、フィリピンでは都市ガス導入計画が予定通り進んでいないので、LPGに対する需要が大幅に増加する形勢の場合には、たとえば工業用や事業所用などの大口需要が灯油で代替されるものと想定した。

輸入で補うことを原則とした²³。

- ②2020年より、マニラ首都圏近傍の受入れ基地でLNG輸入を開始すると想定した。LNGは年間150万トンが2段階に分けて導入され、最終的に年間300万トンを受け入れるものとした。また、導入段階では2年間のビルドアップ期間が設けられるものとし、図7.1-1のように、比較的スムーズな輸入量の増加が図られるとした。
- ③国産のガスと輸入ガスの熱量は同じとした。
- ④ガス田から出るコンデンセートは、現行と同様、全量輸出するものとした。

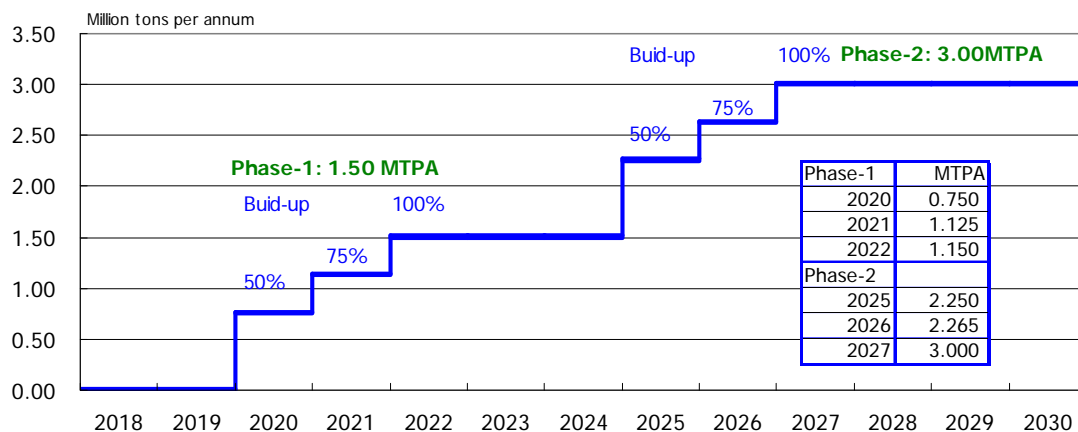


図 7.1-1 LNG の導入スケジュール

国産天然ガス（マランパヤ）の埋蔵量は3Tcf程度を想定し、生産量は図7.1-2のように、2019年以降漸次減少してゆくものとした。

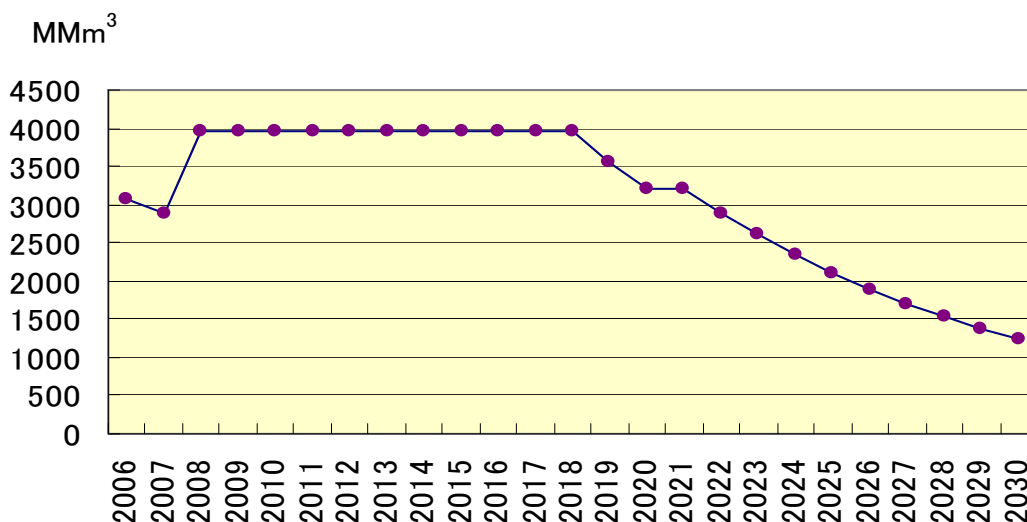


図 7.1-2 国産天然ガスの最大供給可能量

²³ LNG 調達には「Take or Pay」を前提とする長期契約が原則と考えられるが、2020年までには世界のLNG市場規模が格段に拡大すると見込まれるので、ある程度自由度のある取引も可能となるだろう。なお、実際の導入にあたっては、これらの点についてさらに実務的な検討を進める必要がある。

7.1.3 石炭供給に関する前提条件

- ①石炭の生産量は、DOE が把握している今後の開発計画に即し、図 7.1-3 のように推移するものと推計した。
- ②石炭の輸入量に制限はないものとした。
- ③国産と輸入石炭の熱量は異なるものとした²⁴。
- ④石炭の需要は熱量で与えられているので、モデルではまず石油換算熱量で国内炭と輸入炭の配分が決定され、それぞれ熱量換算を経て実数量が計算される。

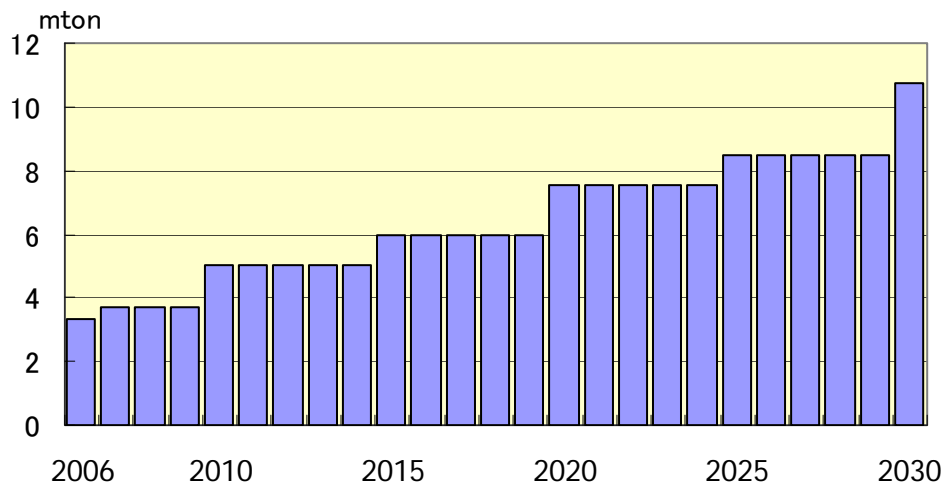


図 7.1-3 国内炭の最大供給量

7.1.4 電力供給に関する前提条件

- ①本モデルでは発電所を燃料別に分類し、石炭発電所、ガス発電所、ディーゼル発電所、重油発電所の4種類とした。このうち石炭とガスがベース・ミドル電源で、石油はピーク電源という位置づけである。なお、原子力発電所の導入についてはケーススタディで検討する²⁵。
- ②既設発電所と今後新設される発電所では熱効率が異なるので、それぞれを個別に扱っている。新設発電所の熱効率はガス 63%、石炭 47%と、既設発電所より 5-10%高いレベルを想定した。
- ③水力、地熱、再生可能エネルギー、原子力による発電量は別途検討により想定した値をモデルに外生的に与え、残りの所要発電量に対して石油、ガス、石炭を使用する各火力発電所間の最適配分を計算している。
- ④ケーススタディにおいて、新たな電源の導入により離脱する電源の順位は、1) ディーゼル、2) 重油、3) ガス、4) 石炭とし、同時に、発電設備容量や国産燃料の上限値をそれぞれについて設定している。
- ⑤石炭発電所で消費される国産炭は輸入炭と混焼で利用されるが、国産炭の割合が一定以下に定められている（前記の脚注参照）。

²⁴ 国内炭の熱量は 5,557 kcal/kg、輸入炭は 6,835 kcal/kg として計算している。なお、国内炭は「燃焼時に伝熱管外壁にスケールを生成し障害となるアルカリを高い含有度で含んでいる」ので、海外炭との混合比を最大 20%までとして使用することを想定している。

²⁵ DOE 情報では「ディーゼル発電所では軽油(15%)と重油(85%)が混焼されている」と報告されている。しかし、多くの島嶼からなるフィリピンでは、軽油を使用する小型発電機から重油焚き可能な大型機まで多様な発電機が使用されており、もちろん一部ではこのように軽油による重油の希釈も行われているであろう。燃料の区分についてはさらに検討すべきである。

- ⑥ディーゼル発電所は離島地区に多く設置されていることを考慮し、これらの電源については他の代替源が無く、必ず稼働すると仮定し、全国のディーゼル発電容量の最低 10%は稼働するものと想定した。
- ⑦リファレンスケースでは、今回の検討対象期間中に原子力発電所はまだ稼働していないものとした。
- ⑧設備容量計画は図 7.1-4 に示すとおりである。

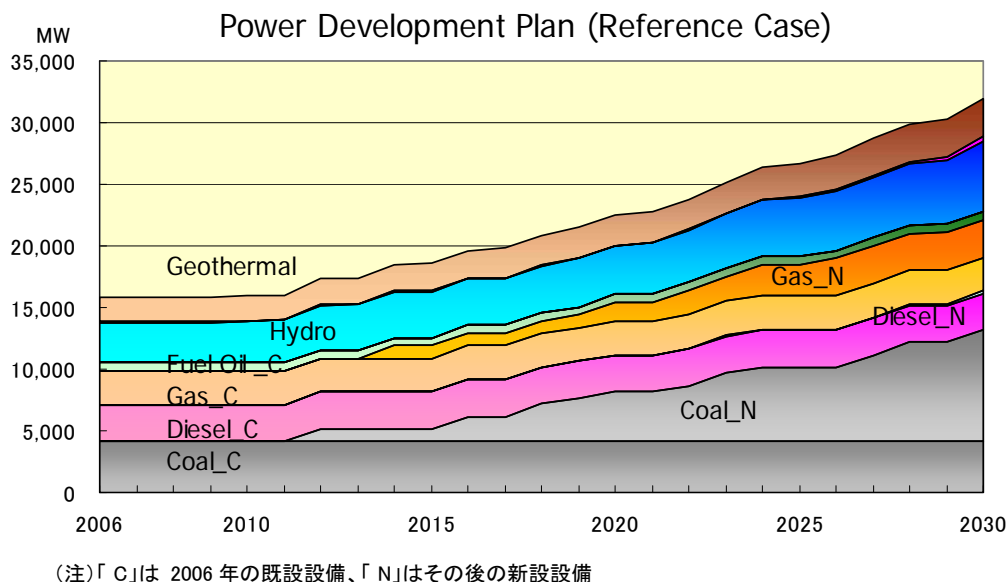


図 7.1-4 燃料別発電容量の推移

7.2 長期エネルギー需給見通しとインプリケーション

本項では、前項で説明した供給条件を前提とするリファレンスケースの試算結果とそのインプリケーションを検討する。

7.2.1 一次エネルギーの供給動向

一次エネルギー供給は、化石燃料の国内生産（石油、石炭、ガス）と輸入（石油、石炭、ガス、石油製品）、および水力、地熱、再生可能エネルギーさらに原子力発電などで構成される。ここでは非化石エネルギーの供給について各種の前提条件をおいた上で、石油、石炭、ガスの組み合わせがどのように変化するかを主に観察した。

図 7.2-1 にリファレンスケースにおける一次エネルギーの供給動向を示す。これによれば、国内石炭の生産は着実に増加する一方、埋蔵量に制限のある天然ガスの生産は 2019 年以降減少する。そこで、国産天然ガスの減退を補うため、2020 年より LNG の形態による天然ガスの輸入を見込んでいる。石炭輸入は階段状に増加するが、これは大規模石炭火力の建設にあわせて輸入が段階的に増加するからである。

フィリピンの国内原油生産は極めて少ない。ここでの試算結果では原油輸入はほぼ一定で、2008 年以降石油製品の輸入が直線的に増加している。これは国内石油精製能力の増強を見込んでい

いため、現在の精製設備は2007年以降フル稼働状態となり、石油製品需要の増加のほとんどを輸入に頼ることによる。現在、外資系石油会社はフィリピン国内での投資におよび腰で精製設備の新增設計画は浮上していない。しかし、需要動向とエネルギー安全保障の観点からみてもこれはかなりの異常事態なので、のちに7.5節で精製設備の新增設について検討した。

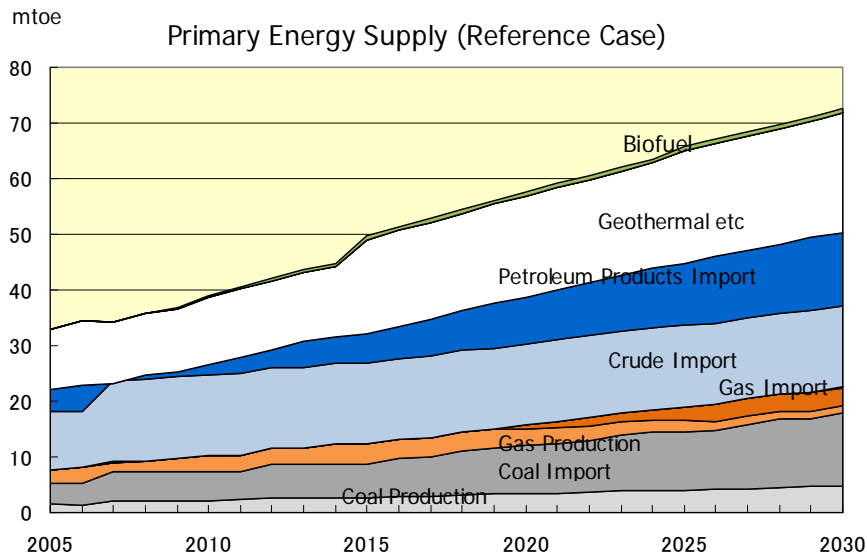


図 7.2-1 一次エネルギー供給.

表 7.2-1 に、図 7.2-1 に示したリファレンスケースの一次エネルギー供給における5年毎のエネルギー構成比の変化を示す。今後地熱やバイオマスなどの再生可能エネルギーも導入されるが、2030年に至る25年間、エネルギー需要増加分の90%以上は化石燃料である石炭と石油、ガスで占められることになる。

表 7.2-1 一次エネルギー供給の構成比(%)

	Coal	Gas	Oil	Geothermal etc	Biofuel
	%	%	%	%	%
2005	16.0	7.6	44.0	32.4	0.0
2010	19.0	7.2	42.2	30.9	0.8
2015	17.5	7.3	39.7	34.3	1.2
2020	20.9	6.5	39.9	31.5	1.2
2025	22.2	6.8	39.2	30.7	1.2
2030	24.7	6.2	38.3	29.7	1.1

7.2.2 電源構成の推移

全期間の電源構成の推移をグラフと表で示したのが図 7.2-2 と表 7.2-2 である。

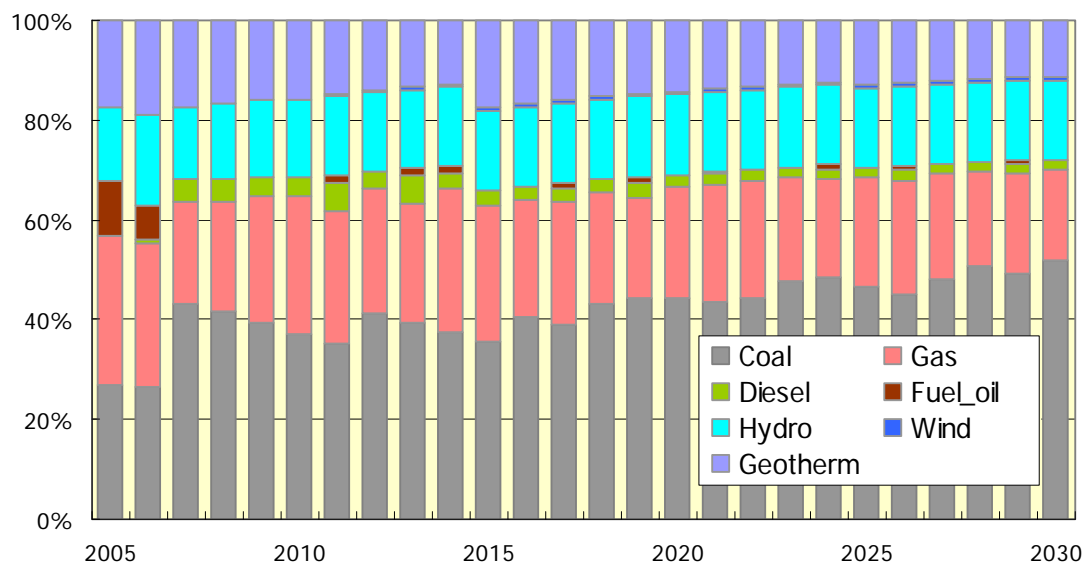


図 7.2-2 電源構成の推移

表 7.2-2 電源構成の推移表(%)

	Coal	Gas	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Hydro	RNE	Geotherm.
	%	%	%	%	%	%	%	%
2005	27.0	30.0	0.0	10.7	0.0	14.8	0.0	17.5
2010	37.2	27.5	3.8	0.0	0.0	15.5	0.3	15.7
2015	35.7	27.3	2.9	0.0	0.0	16.0	0.5	17.6
2020	44.5	22.2	2.3	0.0	0.0	16.0	0.6	14.3
2025	46.7	21.7	2.0	0.0	0.0	16.0	0.7	12.9
2030	51.8	18.4	1.8	0.0	0.0	15.9	0.7	11.4

フィリピンでは地熱や水力などの再生可能エネルギーによる電源開発にも力が注がれてはいるが、これらの電源のポテンシャルには制約があり、今後の電力需要の伸びの相当部分が化石燃料により供給される見通しである。なかでも石炭供給量の約 99%、天然ガス供給量の約 97%が発電用に消費されており、発電用以外に使用される石炭や天然ガスは極めて限られている。今後もこの傾向が続き、基本的に火力発電の増加は石炭火力の増強によって賄われるという展望である。なお、石炭以外のエネルギーの供給条件変化については 7.5 節で検討する。

石油製品のうち発電用に利用されているのは軽油と重油である。島嶼などでのオフグリッド電源を除けば、これらの石油系燃料を使用する発電所は一般的にかなり古く、熱効率が悪く燃料費も高いので、基本的にピーク電源と位置づけられている。この結果、石炭火力とガス火力で需要をまかなえるならば、石油火力はほとんど稼働しないという選択となる。ただし、ピーク電源としてスタンバイするために最小限の稼働は維持されることになる。

7.2.3 石油製品得率

フィリピンでは石油の国内需要規模に較べて石油精製能力が限られており、製油所はほぼフル

稼働状態である。ただし、油種別には若干アンバランスがあり、初期には生産が需要を上回るナフサや重油等の輸出も計算上見られる。実際には国内精製品の品質問題などもありある程度の量の石油製品は輸入されているので、石油製品の輸出入バランスは微妙である。リファレンスシナリオでは需要増大に対応する設備増加を見込んでいないので、長期的に輸出は減少し、製品輸入が一本調子で増加する。以下に述べるように世界の石油精製設備は大型化、高度化の方向にあるが、今後フィリピンは石油製品の供給を海外製油所に頼る方向を選ぶのか、ある程度は国内精製能力増強で対応するのか、一段と掘り下げた検討を進めることが必要であろう。

石油製品需要の内訳は石炭や天然ガスと大きく異なり、輸送用が圧倒的に大きく、産業用や発電用は限定的である。なかでも軽油の需要が一番大きく、これにガソリンが次いでいる。今後の製品輸入増加の内訳を見ても同じ傾向が続くと見込まれている。現在フィリピン国内の自動車用燃料の品質基準はEURO-2 レベル (S=500ppm級) と比較的緩やかであるが、今後は東南アジアでもEURO-3 (S=50ppm) あるいはEURO-4 (S=10ppm) へと規制強化が進む方向にある²⁶。また、重油にしてもこれまでのように高硫黄 (S=3%級) 重油の市場は環境対策上狭まると予想されるので、トッパー能力に加え分解・脱硫などの2次設備の増強についても検討が必要である。

なお、エネルギー分類上石油製品に計上されているLPGの需要が今後かなりのペースで増加すると見込まれる。LPGは需要形態、供給形態のどちらの面でも、ガソリンや軽油とはかなり異質のエネルギーなので、その需給動向についてはある程度独立的に検討する必要がある。

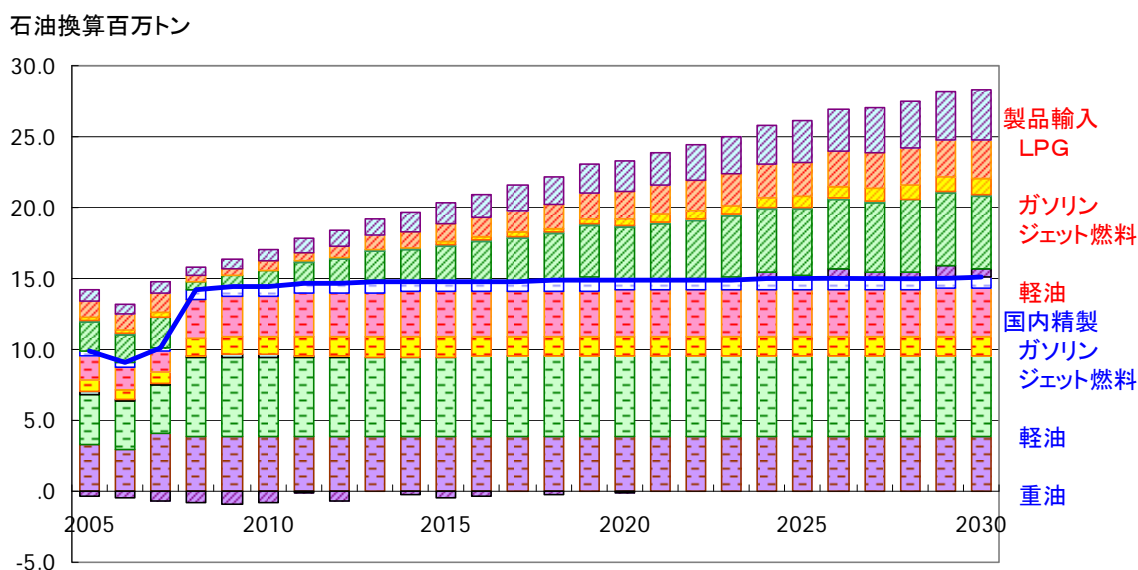


図 7.2-3 石油製品の供給パターン

7.3 エネルギー別需給動向

7.3.1 原油の需給バランス

図 7.3-1 に原油需給バランスを示す。ここでは、石油備蓄用の原油輸入も輸入の中に入れてみる。このモデルでは、石油の生産、消費、輸入、輸出および石油備蓄の量を、目的関数のエネ

²⁶ 日本では 2005 年よりガソリン、軽油ともにサルファー・フリー (S<10ppm) が実施されており、中国でも北京、上海、広州の三大都市圏で EURO-3 の早期実現が目指されている。

ルギーコストが最小となるように決定している。

同図の横軸中心線より上はエネルギーの供給（＝生産＋輸入）を示し、中心線より下はエネルギー消費（＝消費＋輸出＋備蓄）を示す（以下、エネルギー需給バランスを示す図はこのパターンを基本とする）。2006年の数値は実績値で、2007～2030年の期間は需給最適化モデルによる推定値である。リファレンスケースでは石油製品需給について、需要の増大にもかかわらず精製設備の処理能力を一定としているので、製油所のフル稼働の状態が継続し、製品輸入が一本調子で増加するという奇異な結果になっている。

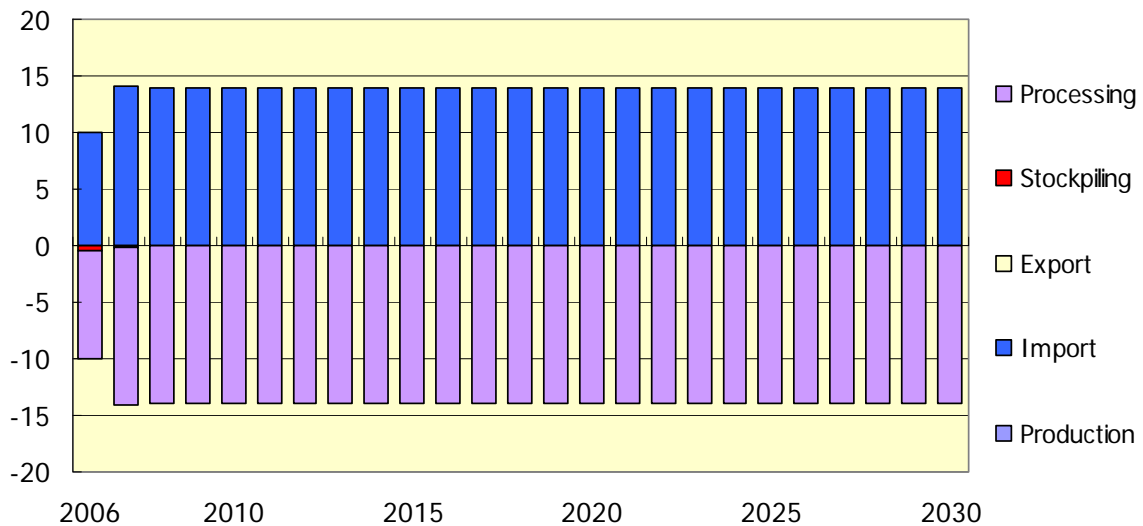


図 7.3-1 原油バランス

図 7.3-2 に石油備蓄の推移を示す。毎年の石油備蓄量は「毎年の石油製品消費量に対する一定比率」とし、それに見合う量の原油（95%が石油製品になると仮定している）で備蓄するとして計算している。石油備蓄は2006年からスタートし、LPGは需要の7日分、その他の石油製品は15日分に相当する原油を備蓄すると仮定している。本モデルでは石油備蓄は積み増しを行うのみで、取り崩しは見込んでいない。

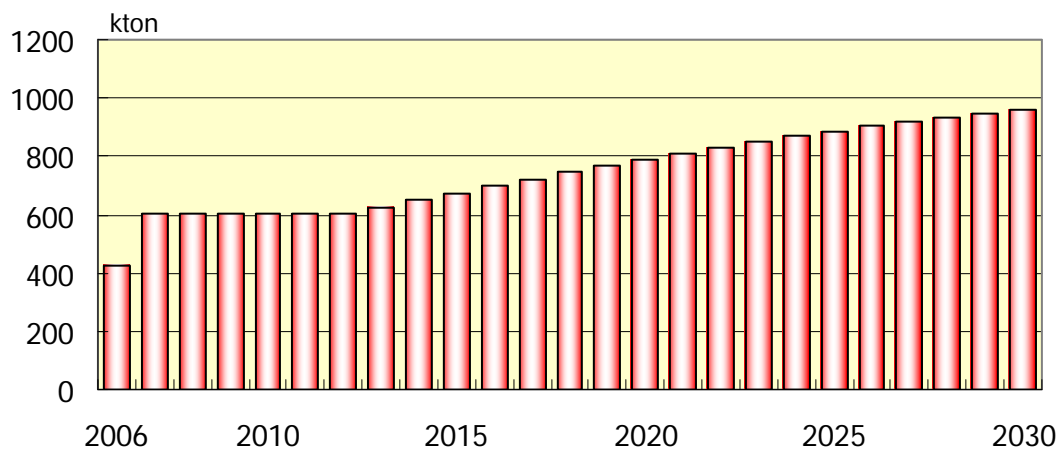


図 7.3-2 石油備蓄量の推移

7.3.2 石炭の需給バランス

図 7.3-3 に石炭の需給バランスを示す。石炭はそのほとんどが発電用に使用されている。他のエネルギーに対する価格優位性が強く働き、今後の火力発電増設では石炭火力が主流となると見込まれる。国内石炭の性状の制約から発電所での燃焼時国内炭比率は全体の 20%以下でなければならぬとの制約があるので、石炭需要の増加とともに輸入炭の供給必要量が大きく増加する。

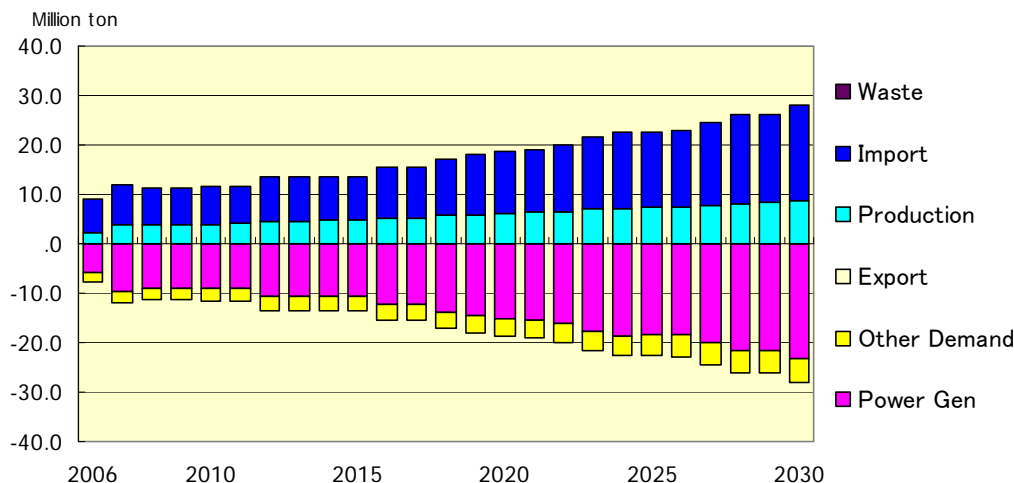


図 7.3-3 石炭バランス

7.3.3 天然ガスの需給バランス

図 7.3-4 に天然ガスの需給バランスを示す。リファレンスケースではマランパヤガス田からの国内生産が 2019 年以降漸減すると見ている。これを補うため、モデルでは 2020 年から天然ガスの輸入が開始されるものとした。また、ここでは、2020 年以降の国内ガス田からの生産は、既に生産が減退トレンド上にあるので国内ガス優先の生産が行われるものとし、別途検討した最大生産可能量を生産することとしている。

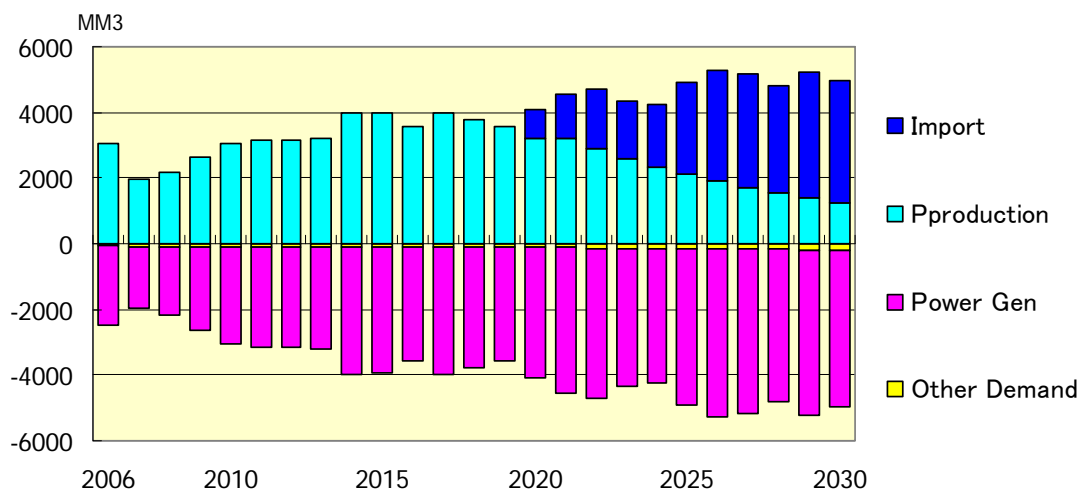


図 7.3-4 天然ガスバランス

LNG の輸入可能量は 7.1.2 で説明したように段階的に増加し、その範囲で必要に応じて LNG の輸入が行われるという条件で試算を行っている。このような条件の下では、電源開発計画に沿って新規の石炭火力が運転開始するたびに、ガス火力発電所の稼働が下がり、電力用ガス需要が波打つ結果となっている。実際には LNG の供給契約や石炭火力、ガス火力の運用条件などの複雑な要素が影響すると思われるので、ここでは、このようなモデルによる試算上の各年の変化を細かに検証するのではなく、全体としてガスの需給動向に影響を与える要素について基本的な動向を把握することに重点を置き、天然ガス需給についての課題を検討することとした。いずれにせよ、

今後国内で天然ガス田が新規に発見されない限り、マランパヤガス田が枯渇に向かうのは時間の問題で、運転中のガス火力などの燃料をどのように調達するのか、真剣に検討すべき時期に来ている。LNG は世界的に増産傾向にあるとはいえ、調達には長い準備期間を要するので、この問題は早期に検討を進めることが肝要である。

7.3.4 LPG の需給バランス

現在マランパヤガス田のガスから LPG 回収は行われていないので、本モデルでは、フィリピン国内では LPG は石油精製からのみ生産されるとしている。また、LPG 国際市場の供給能力に制約があるので、輸入可能量の上限として 200 万トン进行想定し、需要がこれを超える場合には LPG 代替燃料が輸入されるものと想定している。モデル上は LPG 代替として灯油が輸入されると想定し、図 7.3-5 には LPG 代替燃料の輸入所要量を区分して示した。

ここでは LPG 代替として灯油の輸入を想定したが、現実的にはこの時期までには天然ガスを利用できるように供給導管等のインフラ整備を進め、発電以外の用途でも民生、商業、工業などの部門で天然ガス（都市ガス）の浸透を図るべきと思われる。

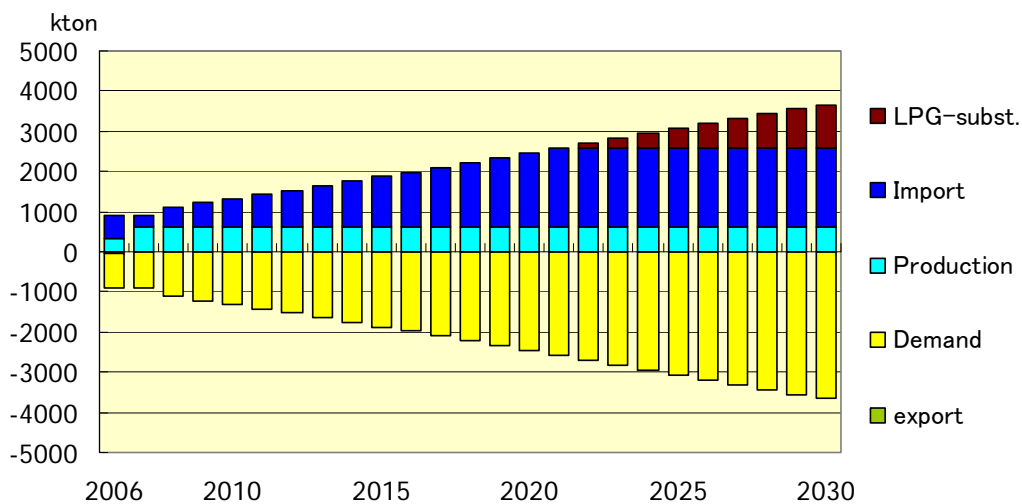


図 7.3-5 LPG バランス

7.3.5 ガソリンの需給バランス

図 7.3-6 にガソリンの需給バランスを示す。ガソリン供給総量にはバイオエタノールが含まれている。本モデルではバイオエタノールの供給量は政策オプションによって決まるものとし、いく

つかのシナリオに対応する値（ガソリン総量に対する比率）を外生変数として与えている。ガソリン需要は単調増加のトレンドにあるので、国内製油所での生産で不足する分は輸入に依存することになる。バイオエタノールの導入により輸入の必要性が緩和されるとともに、後で検討するように、石油需要の油種構成が軽質化に向かうのに対して、バイオエタノールの導入はこれを緩和する効果がある点にも注目すべきである。

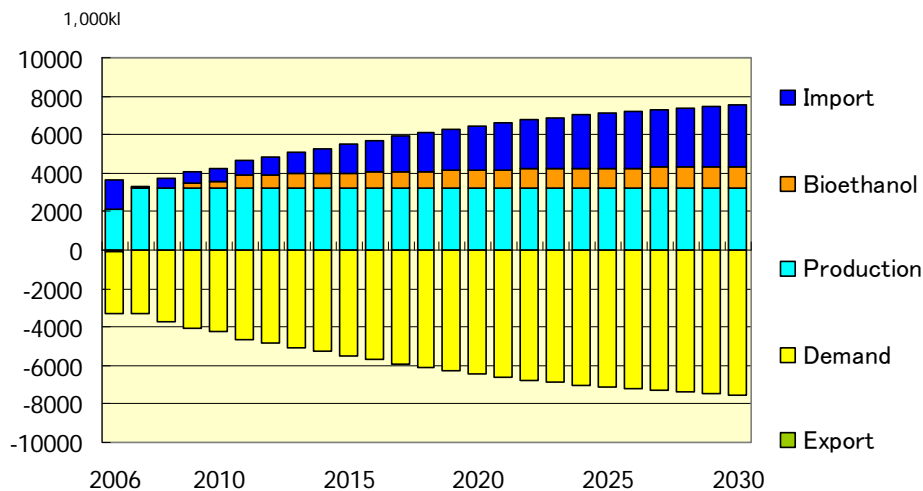


図 7.3-6 ガソリンバランス

7.3.6 灯油とジェット燃料の需給バランス

フィリピンでは灯油の需要が極めて限られている。これまで照明用、炊事用などに使用されてきた灯油は、利便性の点で、電気やLPGに急速に置き換わってきている。この結果、ジェット燃料と灯油に相当する軽質中間溜分の需要は今後ほとんどがジェット燃料となると推察される。このような状況に鑑み、モデルの簡素化の点から、本モデルでは灯油とジェット燃料は「品質的に同等で等価」として扱っている。即ち、生産量バランスの検討では両者の合計をひとまとめにして最適計算を行っている。個別の生産量は、需要量を満たし、目的関数のエネルギーコストが最小になるように割り振った結果である。

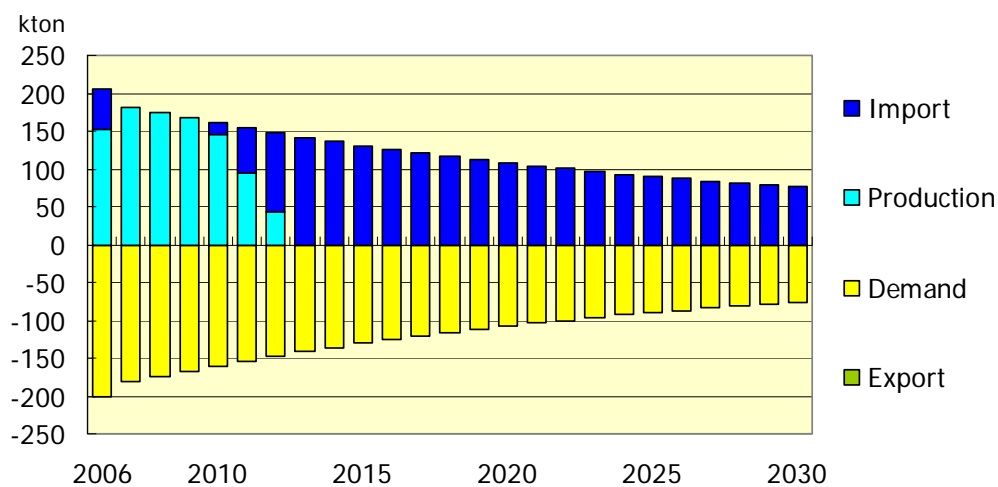


図 7.3-7 灯油バランス

図 7.3-7 と図 7.3-8 におおの灯油、ジェット燃料の計算結果を示す。灯油需要の減退が著しいものの、もともと灯油の需要量そのものが僅かである。他方、ジェット燃料の伸びが大きく、軽質中間溜分の需要は総合では増加する。このような傾向に照らし、石油精製全体の需給バランスを考慮しつつ、軽質中間溜分をどのように効果的に利用していくかを検討すべきである。

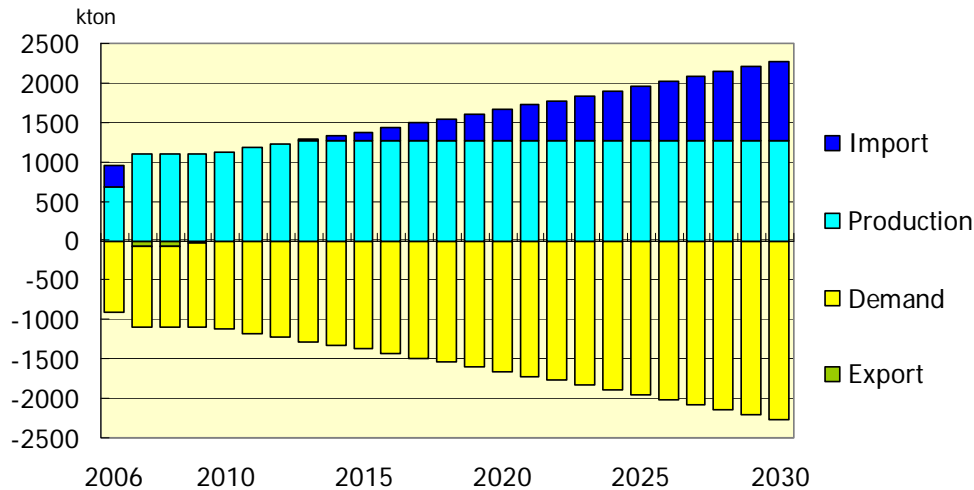


図 7.3-8 ジェット油燃料バランス

ここでの試算では「灯油とジェット燃料ではジェット燃料の方が価値は高い（ジェット燃料の方が輸入コストは高い）」という仮定をおいている。これは、過去の例から灯油は安くしか売れないが、ジェット燃料は需要の伸びに応じて調達せざるを得ないという事情をモデルに反映するためである。この結果、両者の合計生産量からジェット燃料の需要をまず満たし、生産余力にまだ残りがあれば、それを灯油として生産できるものと評価した。このため国内生産だけでジェット燃料の需要を満たすことができなくなるとジェット燃料の輸入が始まるが、このときには灯油の国内生産量は 0 となる。試算では、2012 年までは灯油の生産量はあるがそれ以降は 0 になっている。

7.3.7 軽油の需給バランス

図 7.3-9 に軽油の需給バランスを示す。軽油の最大の需要部門はトラックやバスなどの自動車燃料であるが、このほかにも一般事業所での需要やディーゼル発電用燃料としての用途がある。ディーゼル発電用については、モデル上、すでに述べたように島嶼における小型発電機の稼働を考慮して総設備容量の 10%が必ず稼働しているものと想定した。しかしその量は少ないので、グラフ上ではほとんど認識できない（わずかに 2011、2013 年にそれらしい痕跡が見えている）。また、軽油需要の一部がバイオディーゼルにより供給されるものとして、政策目標値をモデルに織り込んでいる。バイオディーゼルの供給量は、需要モデルで自動車用軽油需要総量に比率をかけて想定した需要量と同量が供給されるという仮定をしている。試算結果で国内の軽油生産量がほぼ一定なのは、石油精製能力が一定であり、2007 年以降は製油所がフル稼働で、変動の余地がないためである。しかし、石油精製能力が増強される場合には、軽油を中心とする中間溜分をどのように効果的に供給するかは重要な検討課題である。

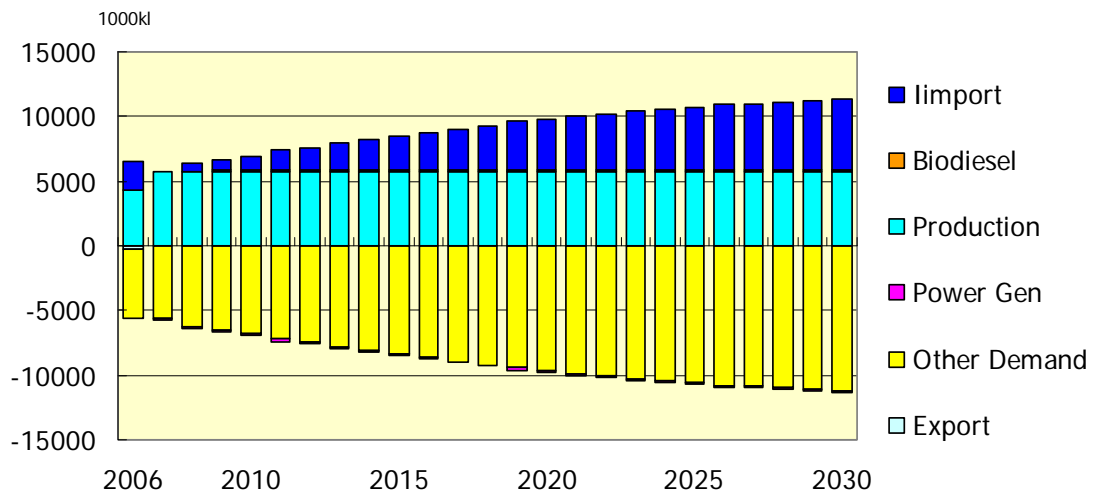


図 7.3-9 軽油バランス

7.3.8 重油の需給バランス

図 7.3-10 に重油の需給バランスを示す。2007 年からは石油精製はフル稼働なので生産量はほぼ毎年一定である。電力向けにはほぼ毎年一定量以上消費されているが、石油火力発電所が最低 10% は稼働し、そのうち 85%は重油であることが理由である。重油による発電はピーク対応電力であるので、電源の開発計画と電力需要により変動があるが、もともと重油による発電容量が小さい (65 万 kW) ので全体に与える影響は小さい。

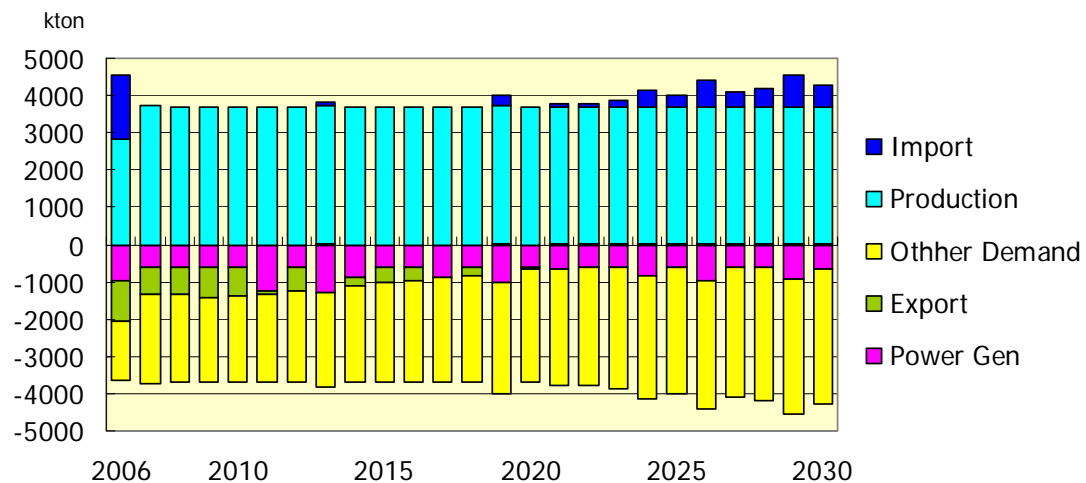


図 7.3-10 重油バランス

7.3.9 電力需給バランス

図 7.3-11 に電力需給バランスを示す。このグラフからも、電力用燃料では化石燃料が主体であることがわかる。なかでも石炭の伸びが大きい。種々の検討からこのモデルでは石炭火力が石油やガスに較べて経済性の点で有利との条件を織り込んでいるので、電力需要の増加にともなう新設火力電源としては、石炭火力が選択されている。

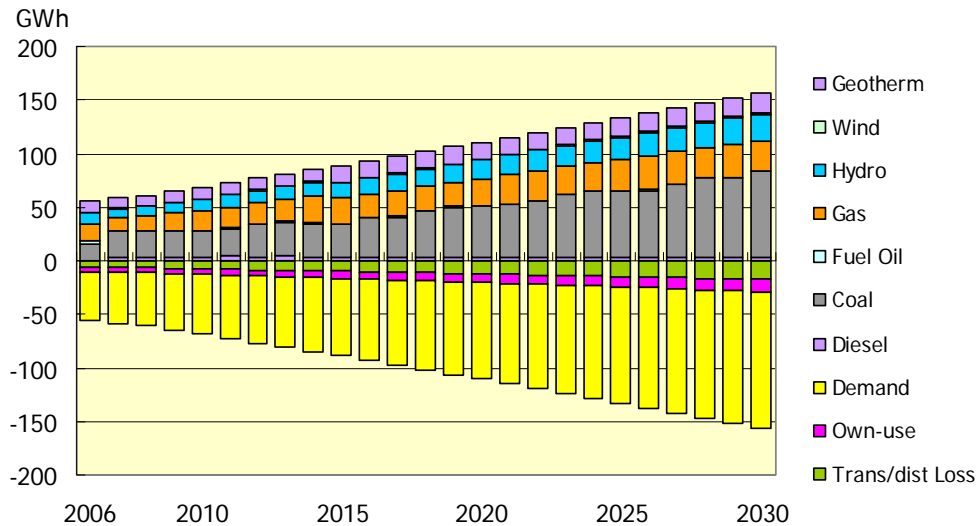


図 7.3-11 電カバランス

ただし、電源の選択においては経済性に加えエネルギー安全保障、エネルギー構造の近代化、地球環境問題などの観点からも、検討を行うことが必要である。その点では天然ガス火力についても担うべき一定の役割があるであろう。ただし、天然ガス火力の導入を増やす場合には、国産天然ガスの生産量が減少傾向であるので、天然ガスの輸入を検討しなければならない。このほか、再生可能エネルギーによる電力は地熱発電と水力発電がほとんどで、現在フィリピンで確認されている計画を織り込んだ。風力発電の導入も計上されてはいるが、その発電量はごくわずかである。

7.3.10 その他の指標

(1) CO₂ 排出量と各種指標

図 7.3-12 に CO₂ 排出量の推移を示す。

図 7.3-13 は一次エネルギー供給量（石油換算トン）当たりの CO₂ 排出量（エネルギー供給総量に対する CO₂ の比率）、GDP1,000 ドル当たりの CO₂ 排出量（CO₂ の GDP 原単位）、および国民 1 人当たりの CO₂ 排出量という 3 種の指標を示したものである。一人当たり CO₂ 排出量はエネルギー

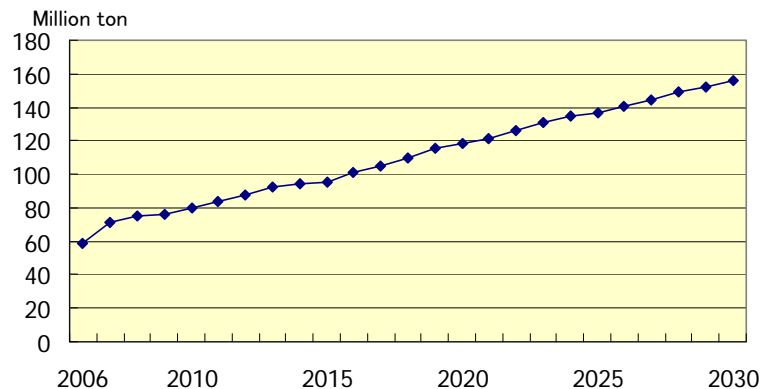


図 7.3-12 CO₂ 排出量の推移

一消費の増加を反映して上昇傾向にあるが、GDP1,000 ドル当たりの CO₂ 排出量はやや減少傾向にある。また、一次エネルギー供給量 1 トン当たりの CO₂ 排出量はほぼ横ばいである。

CO₂ の GDP 原単位は減少傾向にあるが、これはエネルギーの需要の増加率が経済成長率に較べて小さいことが原因である。フィリピンの場合、エネルギー多消費型製造業が少なく、エネルギー寡消費型の製造業やサービス業が今後の経済成長を主導すると見込まれる。このことが経済全体としてのエネルギー原単位や CO₂ 原単位を引き下げる方向に作用している。一方、一人当たり CO₂ 排出量が増加傾向にあるのは、所得の増加、生活水準の向上にともなって一人当たりのエネルギー消費が増加するためである。国民生活水準の向上は社会的な要請であるが、それを達成しつつもエネルギー消費の増加を極力抑えるためには、オフィス、家庭で利用する電気機器等のエネルギー効率改善が大きな課題となるであろう。

一次エネルギー供給量石油換算 1 トンあたりの CO₂ 排出量はほぼ横ばいの傾向にある。これは電力需要の増加を石炭火力の増設によって賄うため、エネルギー構造における CO₂ 排出構造が将来ともあまり変化しないことによる。今後バイオ燃料や原子力、LNG などの利用が増加すれば、この指標は低下に向かうであろう。しかし、その過程でエネルギーコスト抑制・エネルギー安全保障の確保と地球温暖化問題への対処のバランスをどのようにとっていくかについては、さらなる国民的議論が必要であろう。

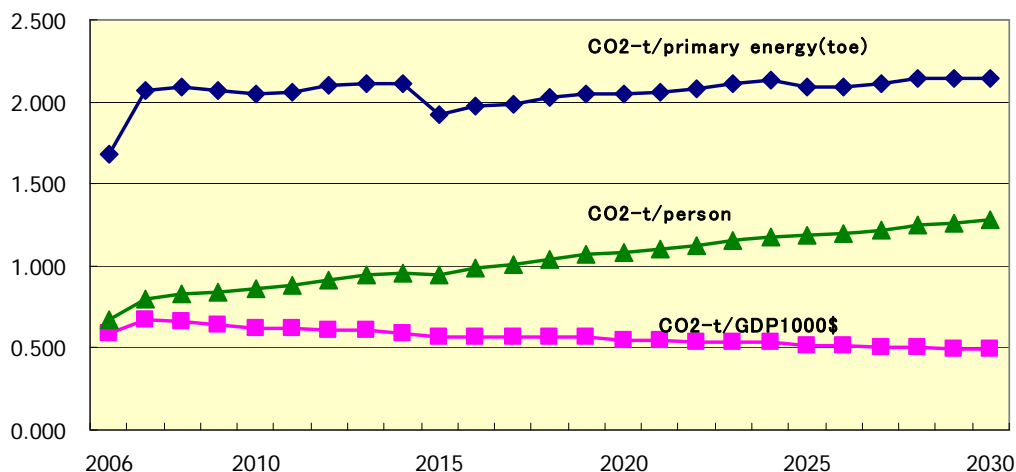


図 7.3-13 原単位別 CO₂ 排出量の推移

(2) エネルギーコスト

モデルにより計算したリファレンスケースにおける年間エネルギーコスト（＝燃料費）総額の推移を図 7.3-14 に示す。

また、CO₂ と同様エネルギーコストに関する 3 種類の指標を図 7.3-15 に示す。これによると、一人当たりのエネルギーコストは 2008 年の年間 7,000 ペソが 2030 年では実質価格で年間 1 万 6,000 ペソへと 2 倍以上に増加する。このことから省エネによりコストを下げることは国民経済の観点からも重要である。さらに一次エネルギー石油換算 1 トンあたりのエネルギーコスト（実質価格）はエネルギー価格の上昇により 1 万 8,000 ペソから 2 万 7,000 ペソに増加し、現在の約 1.5 倍となる。なお、これらのエネルギーコストにはエネルギー供給設備への投資額が含まれていないので、実際のエネルギーコストはこの数値よりさらに大きくなる。

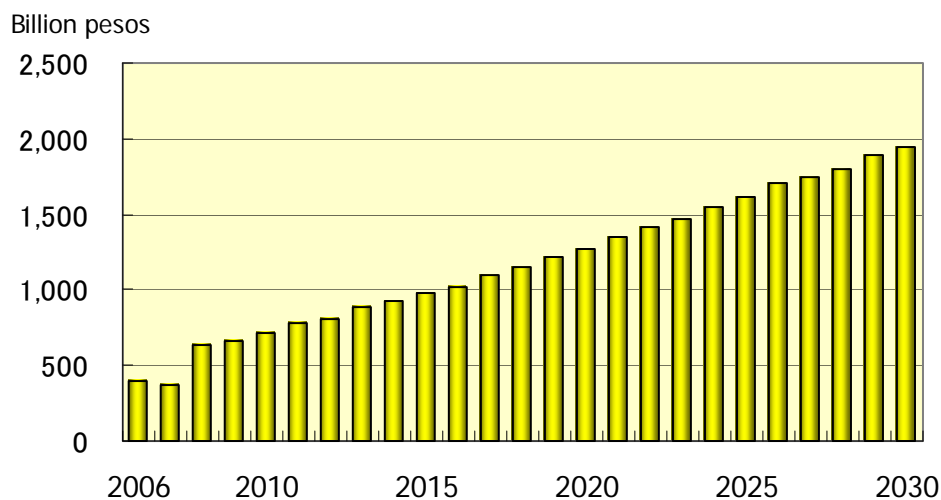


図 7.3-14 エネルギーコストの推移

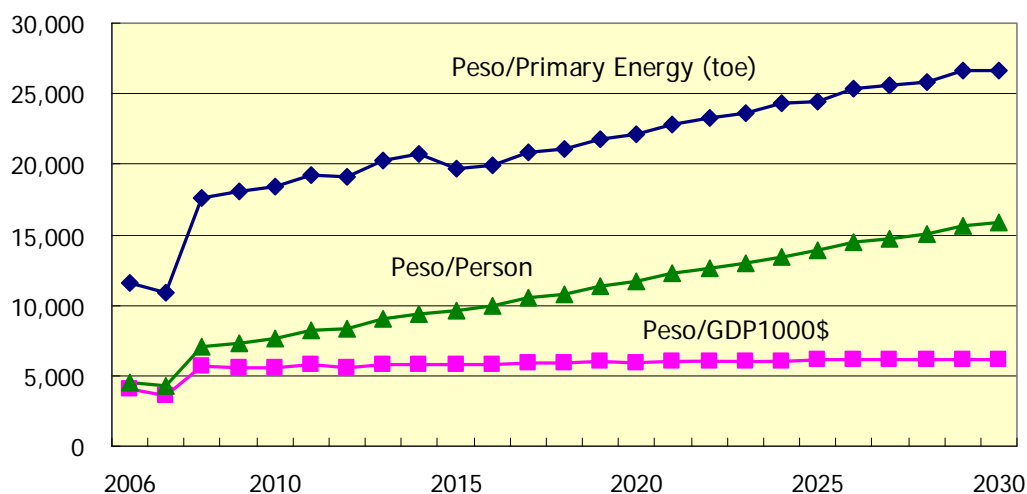


図 7.3-15 原単位別エネルギーコストの推移

7.4 各種需要シナリオとエネルギー需給動向

本報告作成のために実施したケーススタディは、図 4.5-2 に示すように、ふたつのグループに大別できる。最初のグループはエネルギー需要に影響を与えるファクターについてのケーススタディで、リファレンスケースを基準として経済成長率、エネルギー価格、省エネ率などが変動する、あるいは自動車用燃料など特定部門の需要が増加するケースなどである。もうひとつのグループは、リファレンスケースを基準とし、エネルギー需要は同じで、エネルギー供給についてさまざまなオプションを検討するケース、たとえば、原子力発電や LNG の導入（天然ガスの輸入）、再生可能エネルギーの推進などが図られるケースの検討である。ここでは、これらの各ケースについて、エネルギー需給最適化モデルにより燃料調達コストがミニマムとなるような需給バランスを算出した一次エネルギー供給バランスや CO₂ 排出量の変動などについて比較・検討を行う。

表 7.4-1 各ケースの石炭火力発電の開発計画(MW)

year	Reference	BAU	high Growth	Low Price
	MW	MW	MW	MW
2006	0	0	0	0
2007	0	0	0	0
2008	0	0	0	0
2009	0	0	0	0
2010	0	0	0	0
2011	0	1,000	1,000	0
2012	1,000	2,000	2,000	1,000
2013	1,000	2,000	2,000	1,000
2014	1,000	2,000	2,000	1,000
2015	1,000	2,000	2,000	1,000
2016	2,000	3,000	3,000	2,000
2017	2,000	3,500	3,500	2,000
2018	3,000	4,500	4,500	3,000
2019	3,500	6,000	6,000	3,500
2020	4,000	6,000	6,000	4,000
2021	4,000	7,000	7,000	4,000
2022	4,500	7,000	7,000	4,500
2023	5,500	8,500	8,500	5,500
2024	6,000	9,500	9,500	6,500
2025	6,000	9,500	9,500	6,500
2026	6,000	10,000	10,000	7,000
2027	7,000	11,000	11,000	7,000
2028	8,000	12,000	12,000	8,000
2029	8,000	13,000	13,500	8,500
2030	9,000	14,000	14,500	9,500

(注)リファレンスケースにおける石炭火力発電所の開発量は、低成長、高価格、低価格、超高価格、省エネ、超省エネ、自動車需要大、E20、E85 における開発量と同一であるため省略した

本項ではエネルギー需要動向の変化に関するケーススタディの結果を検討し、供給条件の変動については次項で検討する。需要変化に係るケーススタディとしては、以下の 10 ケース（リファレンスおよび低価格ケースを除く）をとりあげる。なお、これらのケーススタディの前提条件については、6.1-1 を参照されたい。

- ①BAU ケース
- ②高成長ケース、
- ③低成長ケース
- ④エネルギー高価格ケース、
- ⑤超高価格ケース
- ⑥省エネケース、
- ⑦超省エネケース
- ⑧自動車需要拡大ケース
- ⑨バイオエタノール 20%ケース、
- ⑩バイオエタノール 85%ケース

各ケースの差異はおもに自動車用燃料と電力需要の差となって現れる。電力分野での一次エネルギー消費量は大きく、エネルギー間の配分はそれぞれの燃料価格（第 6 章参照）と発電所能力

によって決定される。発電所の能力は既存発電能力に新規開発計画の容量を加えたものである。需給最適化モデルによる予備的検討では、各ケースにおける電力需要の差はベース電源の役割を担う石炭火力の規模の差となってあらわれる。そこで各ケースともガス、ディーゼル、地熱、水力、風力の増強計画はすべて共通とし、別途 PDPAT により検討した結果をベースとして、表 7.4-1 に示すように石炭火力に関してはケースにより異なる電源開発計画を適用した。ここに記載していないケース（低成長、高価格、低価格、超高価格、省エネ、超省エネ、自動車需要大、E20、E85）では、リファレンスケースと同じ石炭火力開発計画を適用している。

以下、各ケースについての検討結果を説明する。

7.4.1 一次エネルギー供給の各ケースの推移

図 7.4-1 は 12 ケースの 1 次エネルギーの供給の推移を示している。

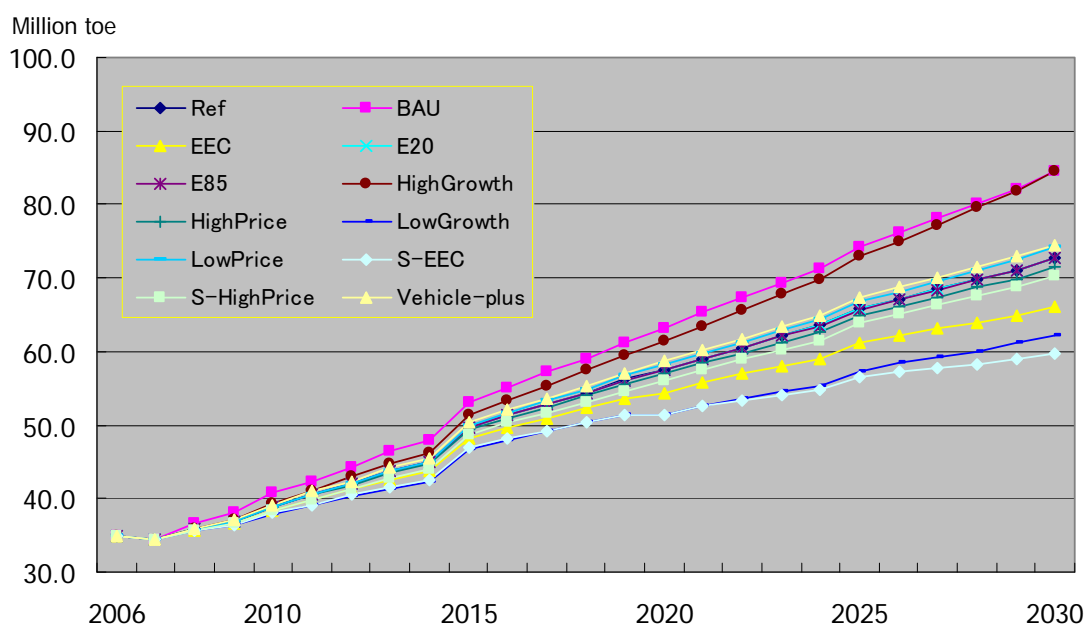


図 7.4-1 各ケースにおける一次エネルギー供給の推移

これらのケースを 2030 年における一次エネルギー供給所要量の大きい順に並べると、次の通りとなる。

高成長 > BAU > 低価格 > 自動車需要大 > E85 > E20 > リファレンス > 高価格 > 超高価格 > 省エネ > 低成長 > 超省エネ。

また、需要量の大きさを基準とすると、ほぼ次の 4 つのグループに分けることができる。

- ① 高度成長グループ（高成長、BAU）
- ② リファレンスグループ（低価格、自動車需要大、リファレンス、E20、E85、高価格、超高価格）
- ③ 省エネグループ
- ④ 低成長グループ（低成長、超省エネルギー）

上記のようなグループ分けをしてみると、第 6 章でみたように価格の影響は、経済成長率、省

エネ率より小さい、高成長ケースと BAU ケースは同一グループあり、1%の経済成長率と 0.5%の省エネ率の効果がほぼ等しいことを示している。全ケースとも 2015 年のみ上昇の度合いが大きいのは、この年に地熱発電の増強が行われ、その熱効率が 10%で計算されているために、需要に較べて一次エネルギー供給が急上昇することを示す結果となっている。地熱発電の熱効率は IEA の基準によっているが、この取り扱いについては今後検討する必要があるであろう。

以下、エネルギー源別に供給量の推移を概観する。

7.4.2 石炭の供給動向

図 7.4-2 は各ケースにおける石炭の生産量の推移を示す。

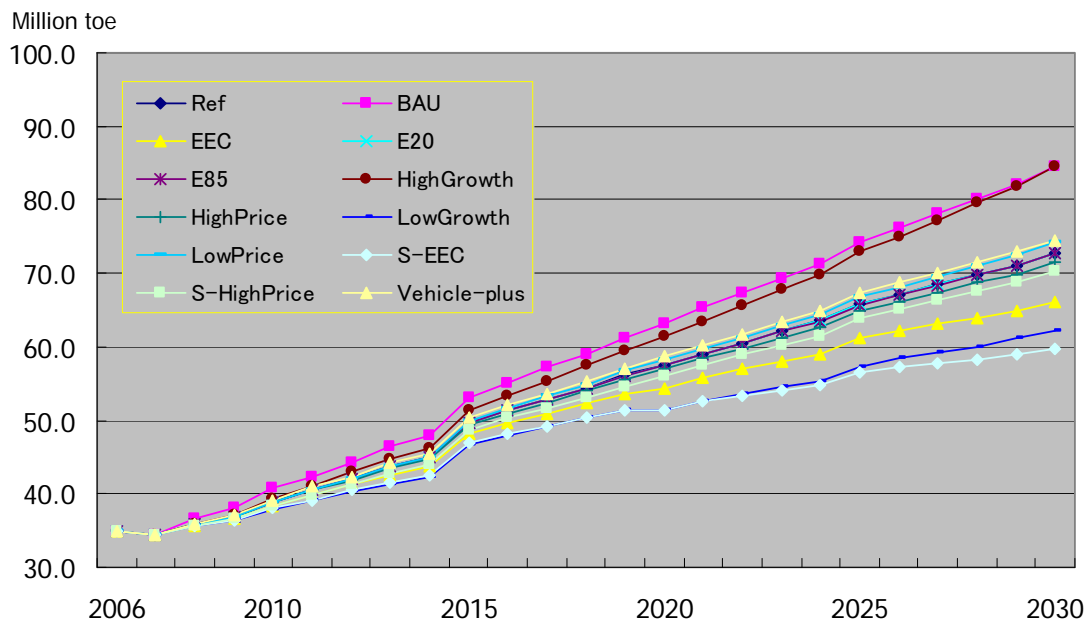


図 7.4-2 各ケースにおける石炭の生産量の推移

高成長ケースで石炭供給が階段状に上昇しているのは、石炭需要が供給力の上限まで生産しているためである。すなわち石炭生産は 2010 年：+130 万トン、2015 年：+95 万トン、2020 年：+155 万トン、2025 年：+95 万トン、2030 年：+225 万トンと段階的に開発される計画を反映しており、各年とも石炭の供給可能量のほぼ全量を消費している。このことは、図 7.4-3 に示す石炭の供給可能量に対する実需比率の推移をみると一目瞭然である。

そのほかのケースでは生産量が段階的に増加する年には実需比率が下がり、徐々に供給可能上限に接近していく。高経済成長ケースのようにエネルギー需要が速い速度で増加する兆しがみられるならば、石炭供給の増加速度を上げる必要があるが、リファレンスケースあるいは省エネ (EEC) ケースではもう少しスローダウンしてもよさそうである。このような開発速度の調整は、本モデルよりも一段需給解析を掘り下げた中期的検討によって調整を図っていくことが望ましいであろう。

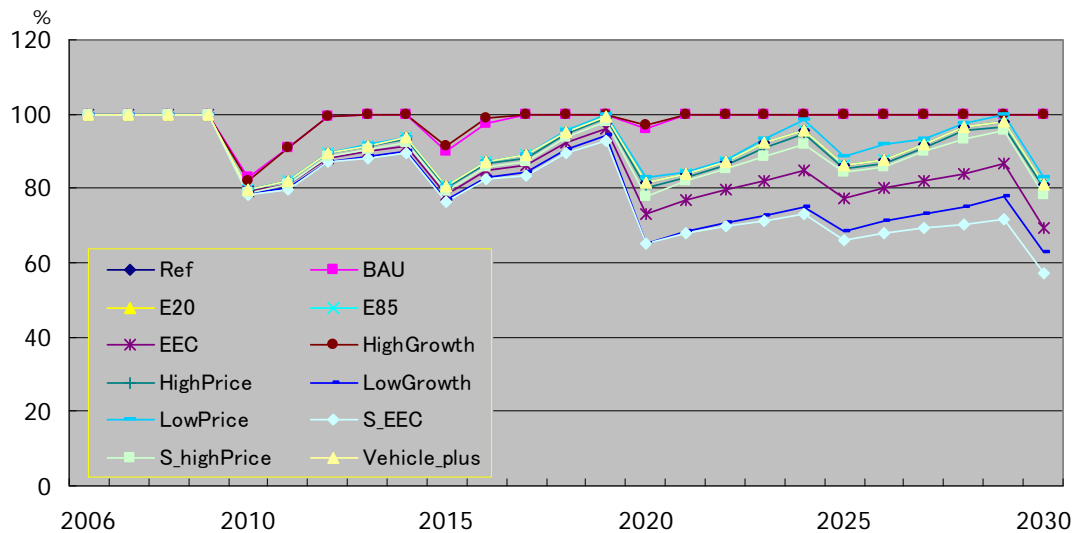


図 7.4-3 各ケースにおける石炭の生産可能量に対する実需比率

7.4.3 天然ガスの供給動向

図 7.4-4 に天然ガスの供給動向を示す。

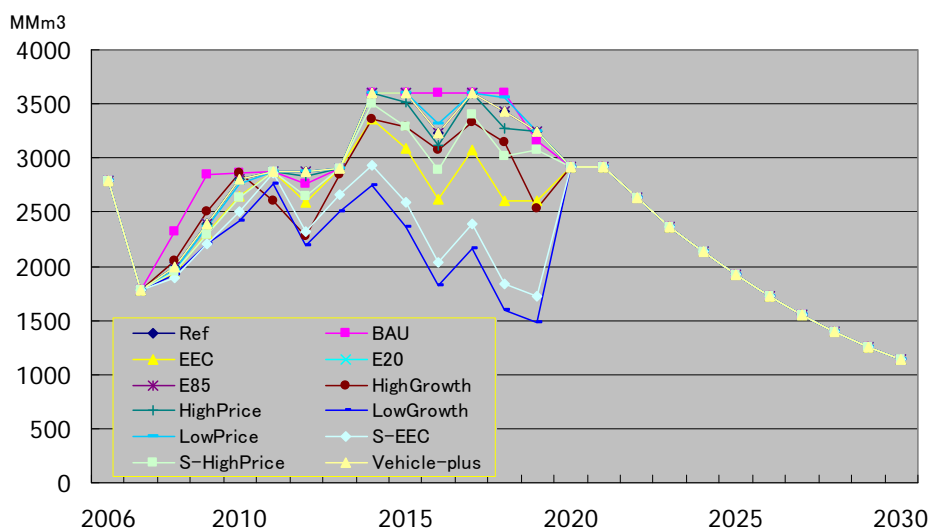


図 7.4-4 各ケースにおけるガスの生産量の推移

このモデルでは、2019年までは天然ガスの最大可能生産量の範囲で天然ガスの最適供給量を計算している。この間では、BAU ケースなど電力需要が非常に強いケースを除き、石炭火力に供給余力があるときは石炭火力が選択され、ガス火力の稼働がバッファとして変動する。ただし、現実には天然ガス引取り契約上の「Take or Pay」条項のため、天然ガス火力の方が固定的に運用されている。2020年以降は国産天然ガスの生産減退が始まるので、供給量も減少し、ガス田の操業も難しくなることを考慮して生産可能量をフル生産するという条件をモデルに与えている。低成長ケースやスーパーEEC ケースでも生産量は生産可能量と同じ扱いである。

図 7.4-5 と図 7.4-6 に石炭火力と天然ガス火力の稼働状況を示す。ガス火力については発電能力を全ケース同一としているので稼働率の高低はそのまま発電量の大小をあらわしている。一方、

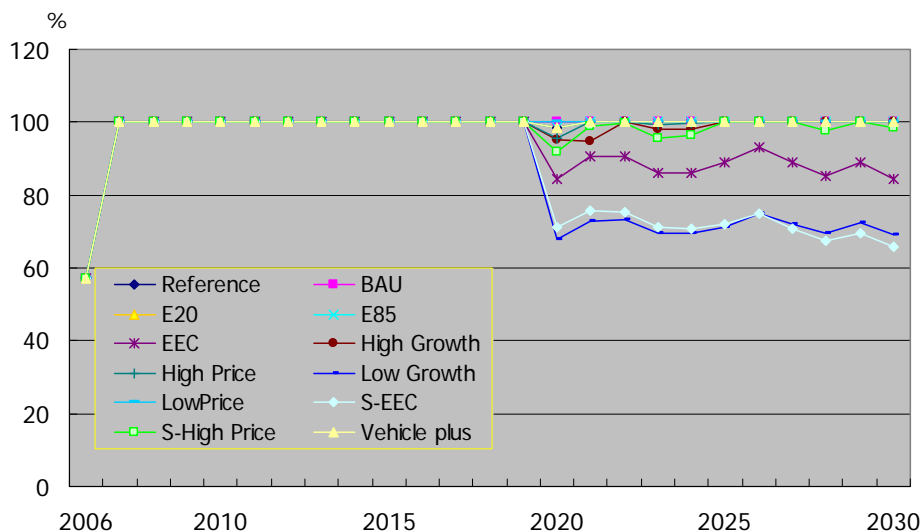


図 7.4-5 石炭発電所の稼働状況

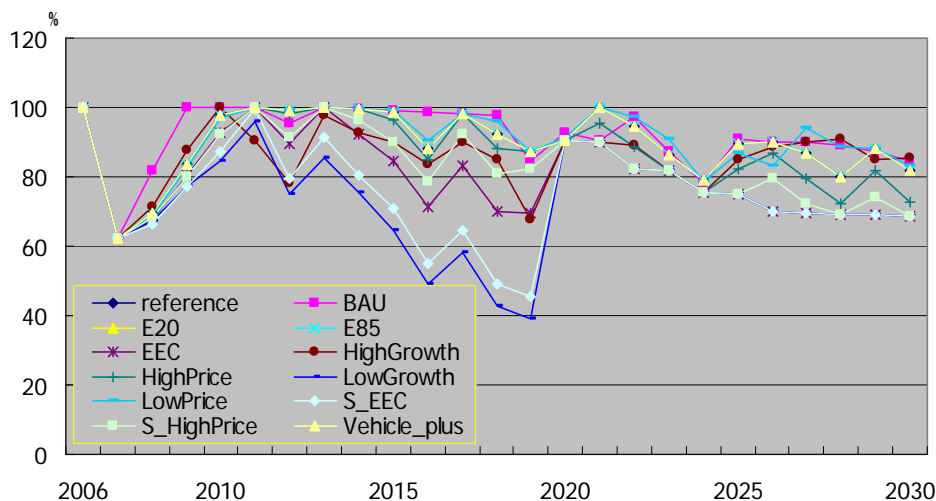


図 7.4-6 ガス発電所の稼働状況

石炭火力の場合はケースにより発電能力を変更しているのので、発電量と稼働率の関係は、下記のようにやや複雑である。

電力需要の少ないケースが大きいケースよりもガス発電量 (=稼働率) が高いケースがある。この理由を、2021 年を例として、BAU ケースおよび E20 ケースの比較によって明らかにしてみよう。2021 年では石炭発電の開発計画は BAU のほうが 300 万 kW 大きい (表 7.4-1)。いずれのケースの電源選択でも、まず最低 10%稼働のディーゼル発電を行い、次いで石炭を可能な限り利用する。ついでガス発電に行き、それでも足りなければ石油火力がさらに稼働するという順序である。BAU ケースでは石炭の発電能力が大きく、まず上限能力まで稼働してから、ガス発電に行くが、電力需要は、ガス発電の上限能力以内に収まった。一方、E20 ケースでは石炭火力の開発計画が BAU ケースより小さく、まず石炭火力を上限能力まで稼働し、さらにガス火力も上限能力まで動かしてもまだ電力需要を賅えず、重油火力を稼働させている。したがってガス火力だけをとりだして見ると、電力需要の大きい BAU ケースよりも電力需要の小さい E20 ケースの方でガス火力

による発電量は大きくなっている。他のケースでも同様の論理が適用されるが、やや不自然な感じが残るのは否めない。

上記の検討からも分かるように、実際に電力需要の増大が大きそうであれば、新設火力の能力を予め大きめにセットしておくことが必要である。また、上流から下流までの一貫システムとして開発されることの多い天然ガス開発では「Take or Pay」条項はプロジェクトを実現する上で重要な要素とみなされることが多い。実際の電源選択にあたっては、電力全体の需給バランス、環境対策、プロジェクトの優先度などさまざまな条件を総合的に勘案して決定することが必要である。

7.4.4 CO₂排出量の動向

各ケース毎のCO₂排出量を図 7.4-7 に示す。

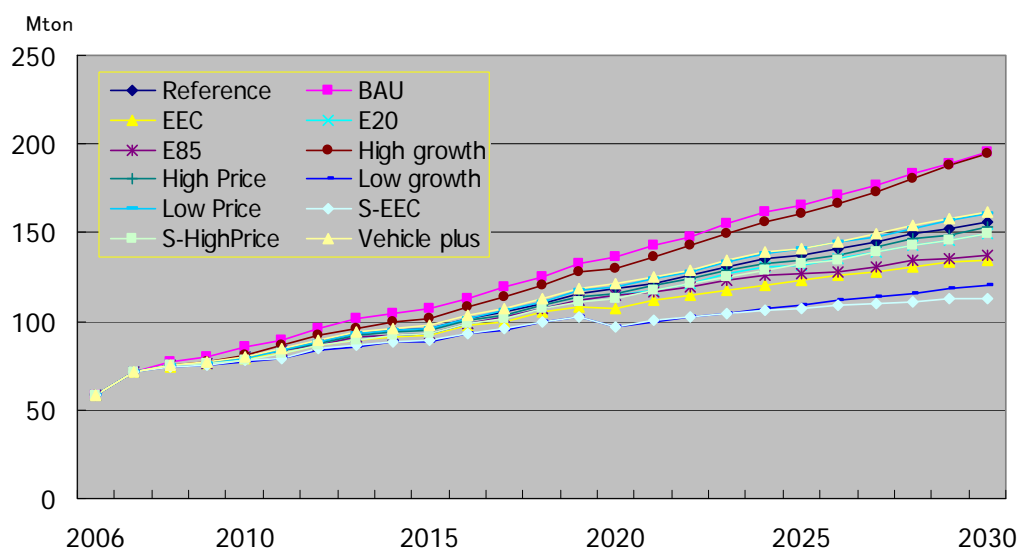


図 7.4-7 CO₂排出量

表 7.4-2 に 2030 年の CO₂ 排出量とリファレンスケースを 1 としたときの各ケースの相対 CO₂ 排出量を示す。表では各ケースを排出量の小さい順に示している。

表 7.4-2 においてリファレンスケースより上に位置するケースはリファレンスケースに対して CO₂ 排出量が削減されるケースである。省エネは CO₂ 削減に対して効果が大きいことがみてとれる。

表 7.4-2 2030 年時の CO₂ 排出量

ケース名	CO ₂ 排出量(Mton)	相対量
	Million CO ₂ -ton	%
超省エネ	113.09	72.40
低成長	119.88	76.74
省エネ	134.40	86.04
バイオエタノール85%	137.68	88.14
再生可能エネ倍増	148.76	95.23
バイオエタノール20%	149.32	95.59
エネルギー超高価格	149.42	95.65
エネルギー高価格	152.96	97.92
リファレンス	156.21	100.00
低価格	160.74	102.90
自動車需要拡大	161.39	103.32
高成長	194.40	124.45
BAU	195.13	124.92

7.4.5 バイオ燃料の供給

リファレンスケースでは、2030 年におけるバイオ燃料の供給について、バイオエタノール供給量はガソリンの 10%、バイオディーゼル供給量は自動車用軽油の 2%を見込んでいるが、バイオ燃料供給を増強するケースとしては E20 と B20（バイオエタノールとバイオディーゼルのいずれもそれぞれガソリンと軽油の 20%）とするケースと、バイオエタノールをガソリンの 85%まで増やすという野心的な E85 ケースという 2 ケースを検討した。

リファレンスケースと E20/B20 ケースのバイオ燃料の影響をガソリンと軽油需要について示したのが図 7.4-8 である。図に見られるように、リファレンスケースではバイオディーゼルを 2%しか見込んでいないこと、軽油の需要はガソリン需要よりかなり大きいことから、軽油へのインパクトがやや大きく出ている。

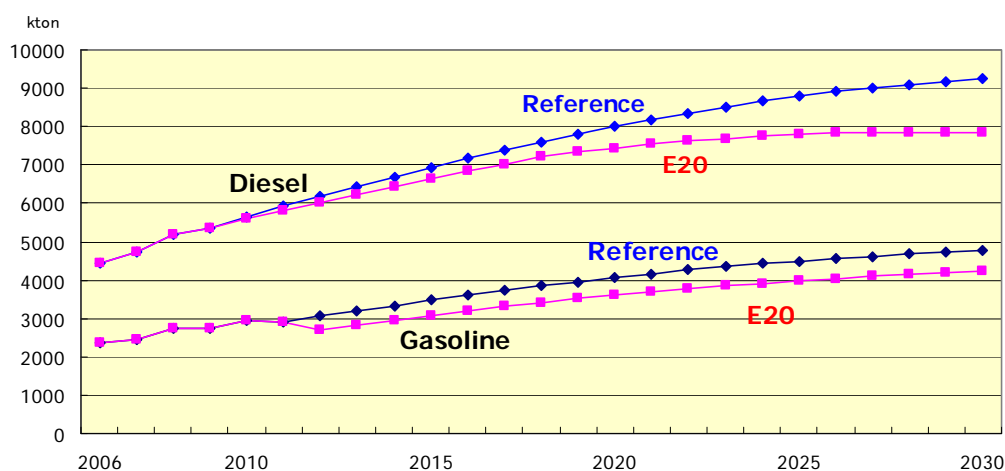


図 7.4-8 E20/B20 ケースのガソリンと軽油需要 (E20)

この結果、両ケースにおける一次エネルギー供給は図 7.4-9 のようになる。E20/B20 ケースではバイオ燃料の比率がかなり高くはなっているものの、全体として一次エネルギー供給の増加の太宗を化石エネルギーが担わなければならない事情は変わらない。一方バイオエタノールの導入を野心的に進める「E85/B20 ケース」では、ガソリン需要の 85%が、非石油系となるため石油供給の油種バランスにかなり深刻な影響がでると推測される。この問題については、次項でさらに詳しく検討する。

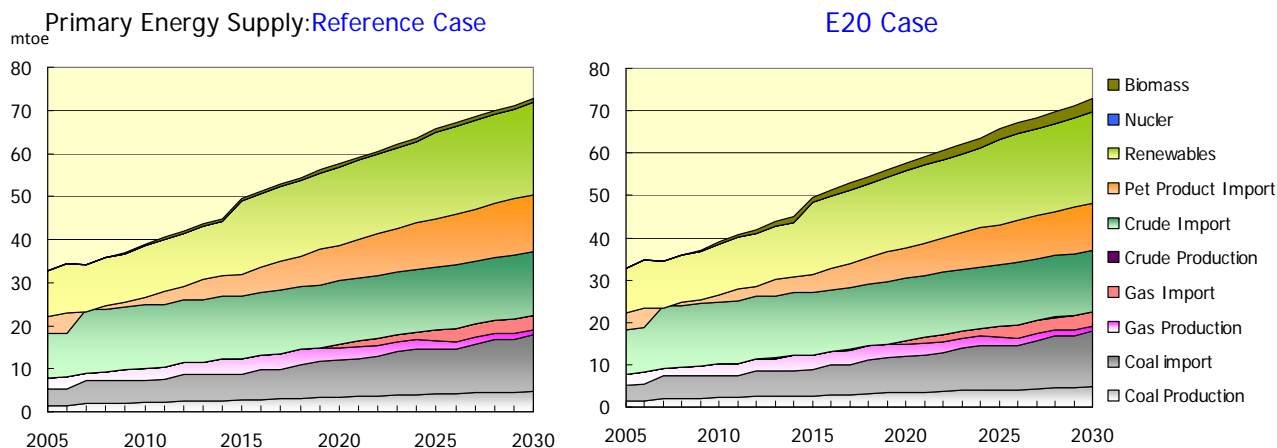


図 7.4-9 一次エネルギー供給の比較(リファレンス、E20)

一次エネルギー供給全体から見ればバイオ燃料導入の効果はそれほど大きくはないとはいえ、その分だけガソリンとディーゼルの輸入が減少する点や、CO₂ 排出量も減少する点はエネルギー安全保障や地球温暖化問題の観点からは見逃せない効果である。表 7.4-3 に一次エネルギーに占めるバイオ燃料比率（最右欄）の推移を示す。

表 7.4-3 一次エネルギー供給の比率(E20)

	Coal	Gas	Oil	NRE	Biomass
	%	%	%	%	%
2005	16.0	7.6	44.0	32.4	0.0
2010	19.0	7.2	42.1	30.9	0.9
2015	17.5	7.2	38.2	34.3	2.7
2020	20.9	6.4	37.9	31.5	3.2
2025	22.0	6.6	37.1	30.5	3.7
2030	24.3	6.0	36.3	29.3	4.1

また、図 7.4-10 および表 7.4-4 に示すように、CO₂ 排出量はリファレンスケースに比して 2030 年で 4.3%程度減少している。減少率も年を追って増大している。

表 7.4-4 は CO₂ の減少を、石炭またはガスの減少によって行った場合の、石炭とガスの減少必要量を示している。これによると 2030 年では E20 ケースではリファレンスケースに対して 678 万トンの CO₂ 減少となっているが、もし石炭火力発電で同量の CO₂ を減少させようとする 250 万トンの石炭減少、ガス火力発電所であれば 3.2MMm³ のガスの減少が必要となる。

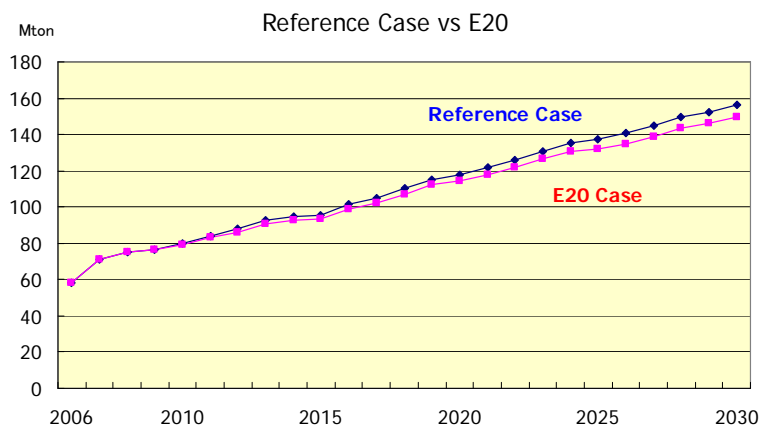


図 7.4-10 CO₂ 排出量(E20)

表 7.4-4 CO₂ 排出量の減少率(対リファレンスケース)とそれを可能にする石炭/ガス削減

	CO2 Emission		Reduction ratio	Equivalent	
	Reference	E20		Coal	Gas
	mton	mton	%	ktoe	MMm3
2010	79.64	79.46	0.2	66	84
2015	95.64	93.35	2.4	845	1,071
2020	118.02	114.49	3.0	1,303	1,650
2025	137.16	131.97	3.8	1,916	2,426
2030	156.21	149.42	4.3	2,506	3,174

図 7.4-11 は 3 種類の CO₂ 排出量に関する指標を示している。図の中で 3 グループに分かれているが、一番上は一次エネルギー供給量 1TOE 当たりの CO₂ 排出量を示している。この指標はリファレンスケースでは 2006 年から 2030 年までの 25 年間で平均 2.05 トン/TOE、E20 では 2.0 トン/TOE (E85 ケースでは 1.97) となっている。

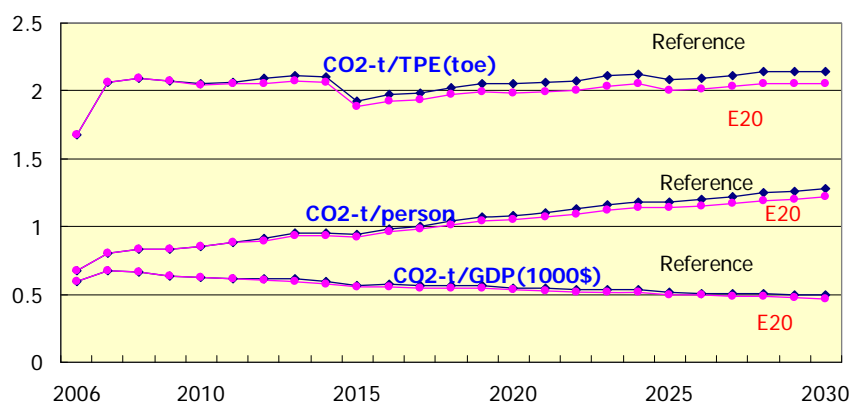


図 7.4-11 原単位別 CO₂ 排出量の推移(E20)

2 番目に位置するグループは一人当たりの CO₂ 排出量のリファレンスケースとの比較を示している。一人当たりの排出量は全期間の年平均はリファレンスケースで 1.04 トン、E20 ケースで年平均 1.01 トン (E85 では 0.99 トン) となっている。3 番目に位置するグループは GDP1,000\$ 当たりの CO₂ 排出量のリファレンスケースとの比較を示している。これらの差がバイオエタノール E20 導入の効果となっている。

7.4.6 省エネの影響(リファレンスケースと EEC の比較結果)

EEC ケースはリファレンスケースに較べて省エネが年 0.5%から 1.0%へと進んだケースで、その結果をリファレンスケースと比較すると以下のとおりである。

まず、発電用燃料を除く一般最終エネルギー需要のリファレンスケースに対する減少率を示したのが図 7.4-12 である。

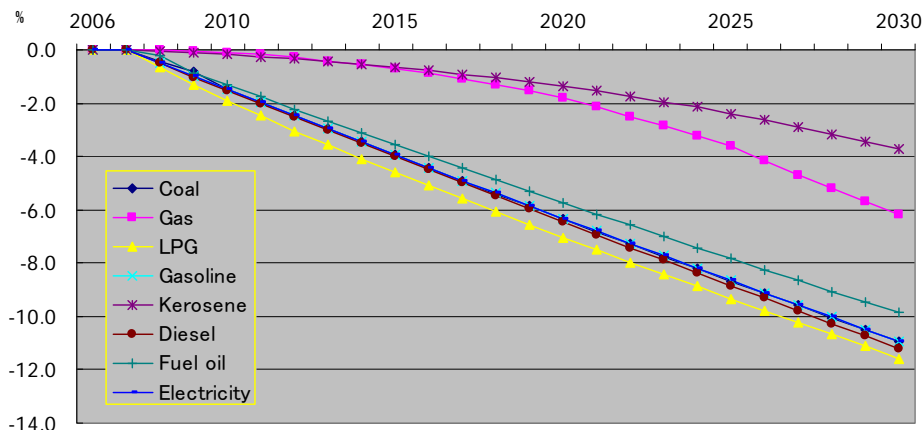


図 7.4-12 EEC ケースにおける一般エネルギー需要の減少率

図 7.4-13 にみられるように、減少率が大きいのは LPG、軽油、石炭、ガソリン、電力、重油、灯油、ガスの順である。ジェット燃料では大規模な機種の変更や効率改善は期待できないので、変化を見込んでいない。また、電力需要が省エネによって減少した場合の発電用燃料への影響を図 7.4-14 に示す。ここでは電力需要と電源開発計画とのバランスで電源配分が決定されるので傾向が必ずしも一定ではないが、需要減の大半は石炭火力の減少として表れ、さらに天然ガス火力にも影響が及んでいる。ただし、2020 年以降の天然ガス需要の減少は輸入 LNG の減少分である。

電源開発計画のバランス調整のためにリファレンスケースでは一時的な稼働が見込まれる石油火力の稼働も調整される様子がみられるが、この点は図 7.4-15 の石油製品輸入量の差にもっと端的に表れている。

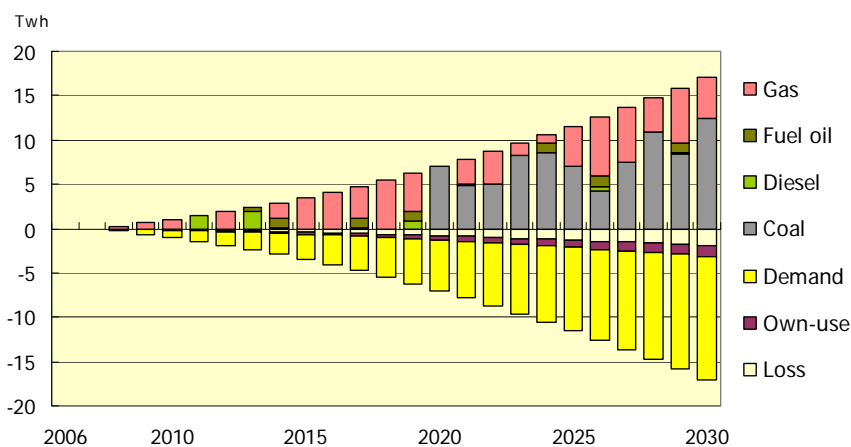


図 7.4-13 EEC ケースとリファレンスケースの発電量の差

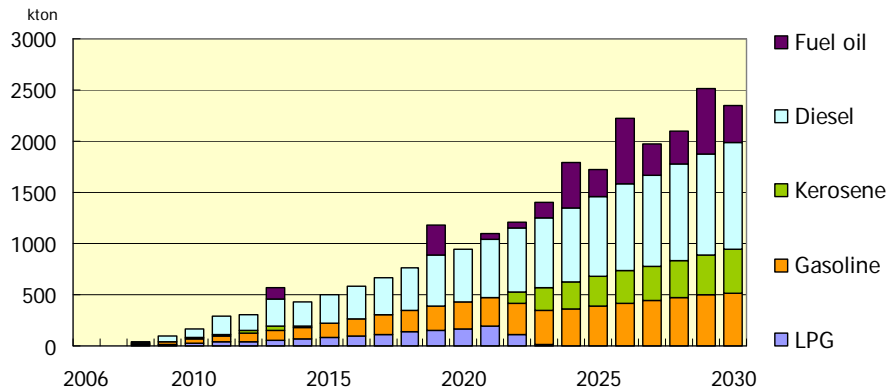


図 7.4-14 EEC ケースとリファレンスケースの石油製品輸入の差

7.5 各種の供給シナリオとエネルギー需給動向

供給条件の変化についてのケーススタディとしては、リファレンスケースの供給条件を出発点とし、原子力発電、LNG（輸入天然ガス）、再生可能エネルギーが追加的に導入されるケースに加え、石油精製能力が拡張される 4 つのケースを検討した。以下、これらのケースの検討結果を概観する。

7.5.1 原子力発電導入ケース

まず、エネルギー供給の多様化と CO₂ 排出削減を同時に達成する有力な手段として、原子力を導入するケースを検討する。フィリピンでは 1980 年代にマニラ北西のバターン半島に建設された原子力発電所（62 万 kW）が運転されないまま塩漬けにされているが、今回はその運転再開問題は別の課題として、発電所としてのインフラの整っている同じ場所に新たに 100 万 kW の原子力発電所が新設されるものと想定した。また、稼働開始時期は余裕を見て 2025 年と想定した。

2025 年に 100 万 kW の能力の原子力発電所が稼働開始し、80%稼働で運転された場合、リファレンスケースに比して電源構成、つまり発電用化石燃料の消費構成がどのように変化するかを示したのが図 7.5-1 である。原子力発電による電力供給の増大は、まずディーゼル発電の運転

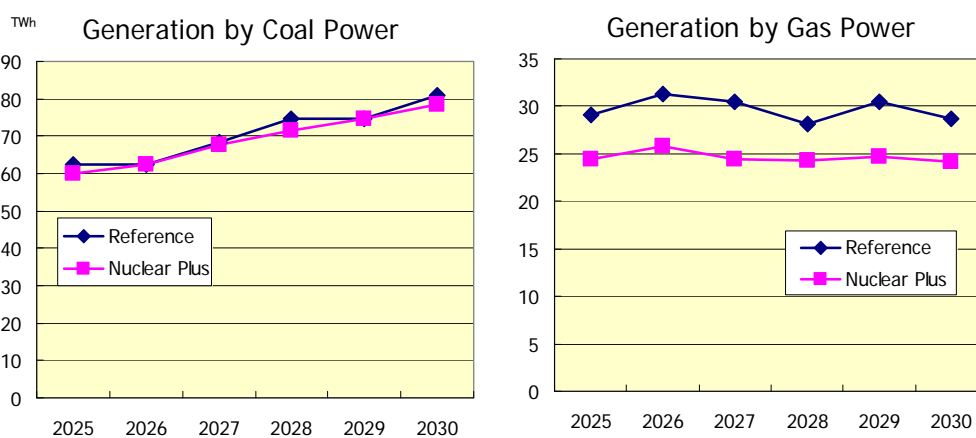


図 7.5-1 石炭火力発電およびガス火力発電の発電量の推移(原子力発電導入)

最小化、重油発電の停止、さらにガス発電の大幅な減少でほぼバランスさせることになり、残った調整分を石炭で埋める状況となっている。石油系火力は島嶼部での最小運転分を除けばリファレンスケースでもほとんど稼働していない。ここでは天然ガス火力の方が石炭火力よりも発電コストが高いという想定をしているので、原子力発電導入分はほとんどが天然ガス火力で調整されるという結果になっている。なお、天然ガス火力の稼働を優先させるケースについては次項で検討する。

本ケースにおける2030年までの一次エネルギー供給について、リファレンスケースとの比較を図7.5-2に示す。また、表7.5-1の一次エネルギー供給の構成比を見ると、今回前提とした設備容量では、原子力の占める割合は2.4%にしかすぎないものの、原子力が加わったことにより、1次エネルギー供給の構成では天然ガスが1%、輸入炭が0.7%、国内炭が0.1%、それぞれ減少している。

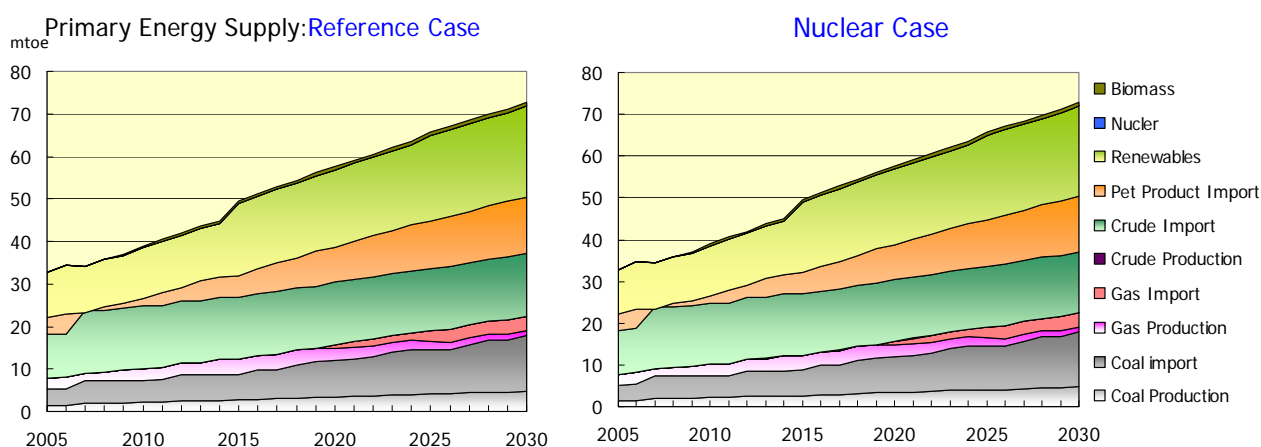


図 7.5-2 一次エネルギー供給の比較(リファレンス、原子力発電導入)

また、両ケースにおけるCO₂の排出量を比較すると、図7.5-3に示すように、リファレンスケースの1億5,621万トンに対して原子力導入ケースでは4.3%減の1億4,944万トンとなり、原子力の導入によって、若干CO₂排出量の削減が図られることになる。原子力のような大規模電源の導入には、系統全体の規模や電源運用などの問題をあわせて検討する必要があるが、このようにCO₂の排出量削減には一定の効果があることは明らかである。

表 7.5-1 一次エネルギー供給構成比(原子力発電導入:2030年)

ケース	国内炭	輸入炭	石油	再生可能 エネルギー	天然ガス	水力・地熱	原子力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
リファレンス	4825	13143	27841	899	4509	21544	0	72762
原子力導入	4749	12682	27841	899	3786	21544	1826	73327
増減	-76	-461	0	0	-723	0	1826	566
構成比	%	%	%	%	%	%	%	%
リファレンス	6.6	18.1	38.3	1.2	6.2	29.6	0.0	100.0
原子力導入	6.5	17.4	38.0	1.2	5.2	29.4	2.5	100.0
増減	-0.1	-0.7	-0.3	0.0	-1.0	-0.2	2.5	0.0

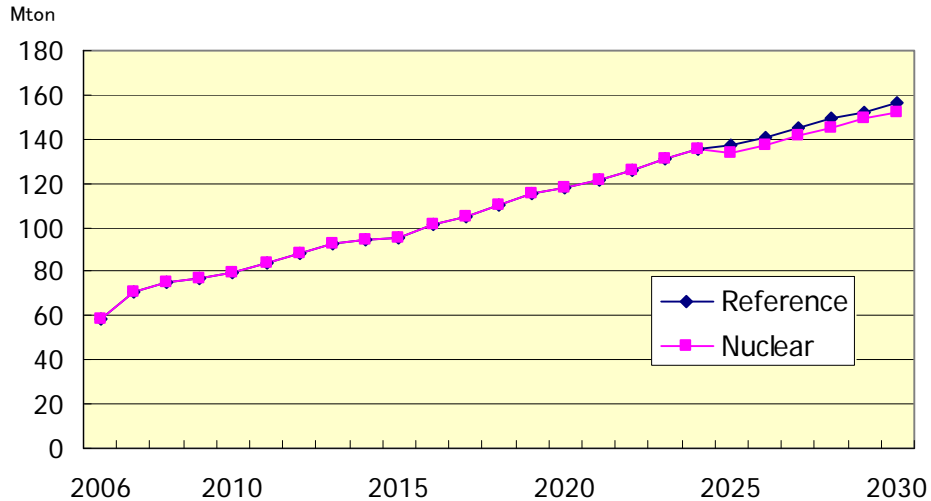


図 7.5-3 CO₂ 排出量（原子力発電導入）

7.5.2 LNG 導入ケース

マランパヤガス田の生産減退を補うため、マニラ首都圏近傍に建設される LNG 受入基地において 2020 年より年間 150 万トンずつ 2 段階に分けて LNG が段階的に導入されると想定した。LNG の輸入量は、数年がかりで年間 300 万トンに達するものとする。また、2025 年からは前項で検討した 100 万 kW の原子力発電が加わり、ベース電源として稼働しているものとする。

LNG の導入には一般的に「Take-or-Pay」条項が適用されると思われるが、国産ガスの生産量を落とさずにスムーズに導入するため、導入時には 2 年のビルドアップ期間が設けられ、図 7.1-1 のように LNG が段階的に導入されるものとする。また、リファレンスケースで想定した国産ガスの生産量に加え輸入 LNG が全量使用されるものと想定した。つまり、火力発電ではガス火力を政策的に増強し、その結果石炭からガスへの電源転換が生じ、石炭火力が減少するとしたケースである。リファレンスケースでは国産のガスを上限まで使用した上でガスの不足分のみ輸入 LNG を導入してゆくとしているため、石炭火力の優先的選択によって、LNG の輸入量は上限値には達していない。LNG 導入ケースでは一般的な LNG 輸入契約のパターンを想定して上記の LNG 導入量を政策的に全量使用している点、また、前項で検討した原子力が導入されている点がリファレンスケースと異なっている。

図 7.5-4 に、本ケースにおける石炭、ガスによる発電量の推移を示す。2025 年以降、顕著に石炭発電が減少し、2030 年ではリファレンスケースに比して 83 億 3,000kWh の差異が生じることとなる。

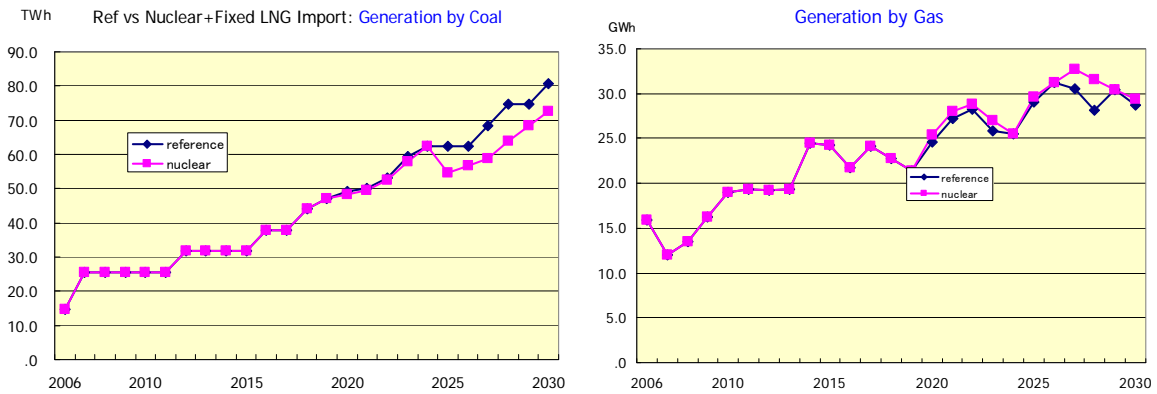


図 7.5-4 石炭火力発電およびガス火力発電の発電量の推移(LNG 導入)

本ケースにおける 2030 年の一次エネルギー供給について、リファレンスケースとの比較を図 7.5-5 および、表 7.5-2 に示す。原子力がすでに 2.4%導入されていることに加えて LNG も導入されることにより、リファレンスケースに較べると輸入炭が 2.2%、国内炭が 0.4%と、かなりの量減少することになる。

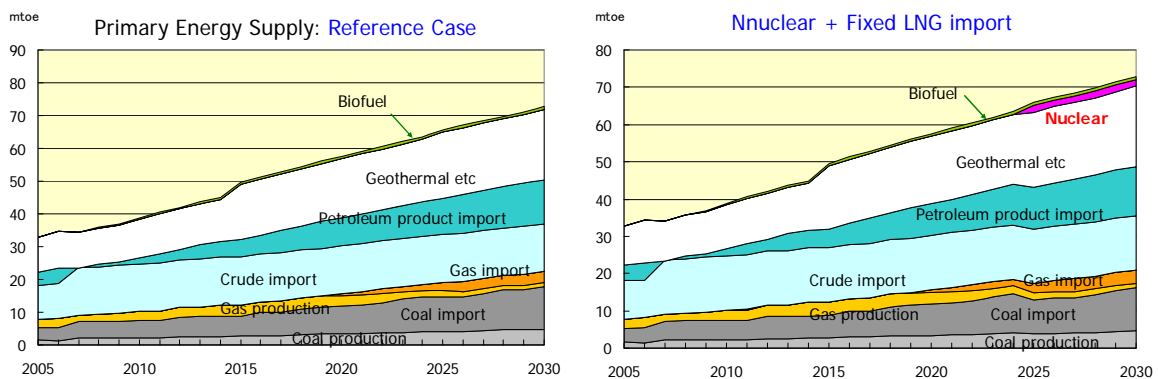


図 7.5-5 一次エネルギー供給の比較(リファレンス、LNG 導入)

表 7.5-2 一次エネルギー供給構成比(LNG 導入:2030 年)

ケース	国内炭	輸入炭	石油	再生可能 エネル	国産 天然ガス	輸入 LNG	水力・地熱	原子力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
リファレンス	4825	13143	27841	899	1132	3377	21544	0	72762
LNG導入	4582	11672	27841	899	1132	3500	21544	1826	72996
増減	-243	-1471	0	0	0	123	0	1826	234
構成比	%	%	%	%	%	%	%	%	%
リファレンス	6.6	18.1	38.3	1.2	1.6	4.6	29.6	0.0	100.0
LNG導入	6.3	16.0	38.1	1.2	1.6	4.8	29.5	2.5	100.0
増減	-0.4	-2.1	-0.1	0.0	0.0	0.2	-0.1	2.5	0.0

このケースにおける CO₂ の排出量は、リファレンスケースの 1 億 5,621 万トンに対して 4.3%減の 1 億 4,944 万トンとなり、原子力と LNG の導入によってかなりの量の CO₂ 排出量削減が図られることになる。

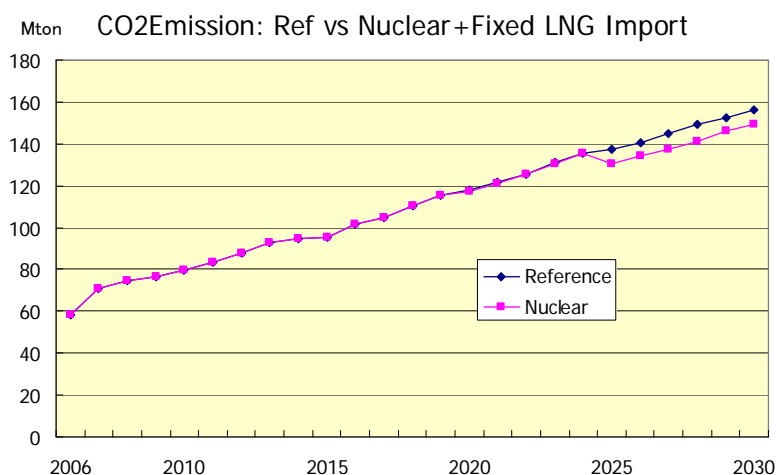


図 7.5-6 CO₂ 排出量 (LNG 導入)

7.5.3 再生可能エネルギー導入促進ケース

再生可能エネルギーである地熱、水力、風力発電については、DOE が 2030 年までの導入計画 (目標値) 設定している (表 7.5-3)。リファレンスケースでは、これに準じて現実的な設備の状況などを加味した地熱、水力、風力による発電量を考慮している。

表 7.5-3 DOE の電力開発計画 (再生可能エネルギー)

	2008-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
	MW	MW	MW	MW	MW
Geothermal	90	680	40	190	90
Hydro	3100				
Wind	415				

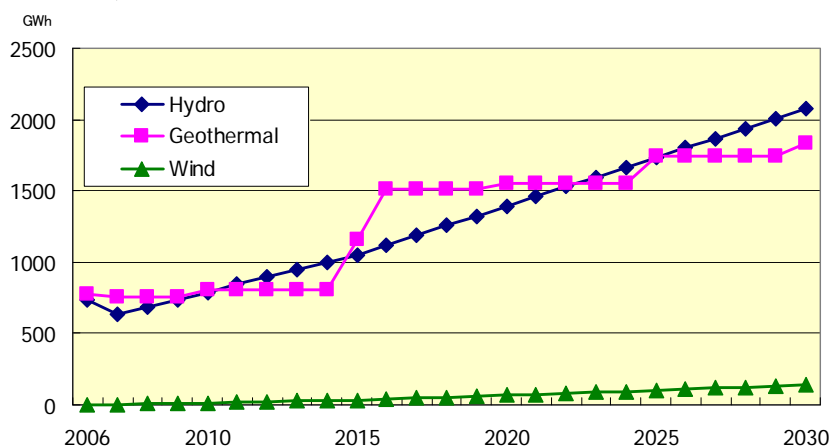


図 7.5-7 DOE の電力開発計画 (再生可能エネルギー)

本ケースでは、これらの地熱、水力、風力発電が、この目標値を上回る野心的な規模で導入されることを仮定する。すなわち、2015 年までは設備の建設・設置を現行計画より早めることは現実的ではないので現行の設定値通りとするが、2016 年以降は、地熱については計画されている増加分の 2 倍、水力については 3 割増、風力についても 2 倍が計上できるものとして、再生可能エ

エネルギー由来の電源の導入が大幅に増加するものとした。

2030年に至る期間に導入される地熱、水力、風力の各再生可能エネルギー電源による発電量を、以下の図 7.5-8～図 7.5-10 に示した。

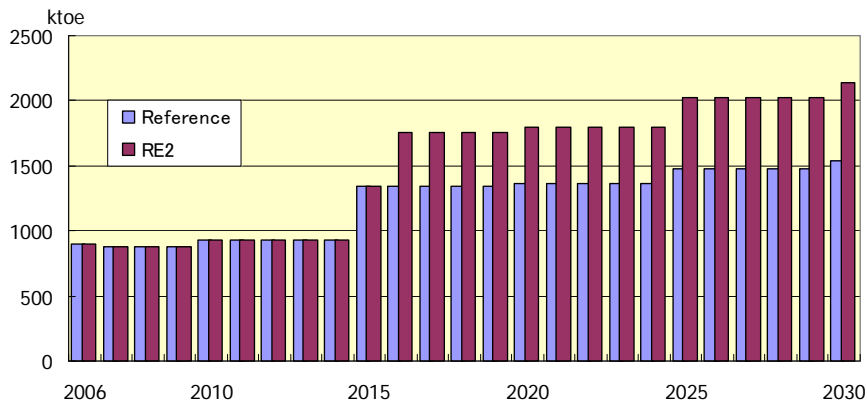


図 7.5-8 地熱発電量の導入

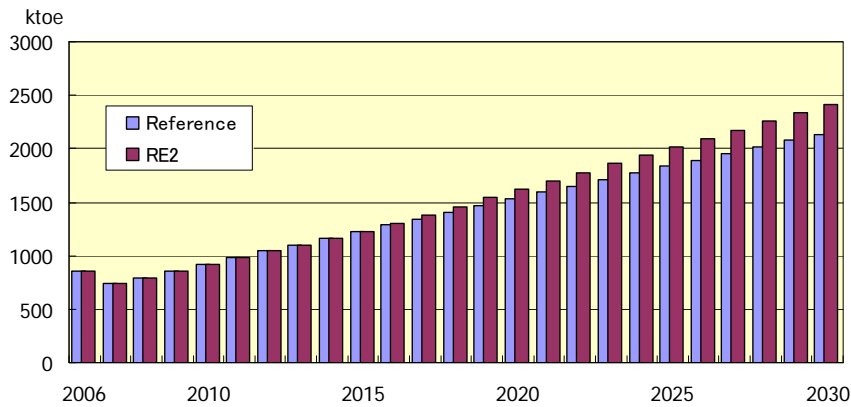


図 7.5-9 水力発電量の導入

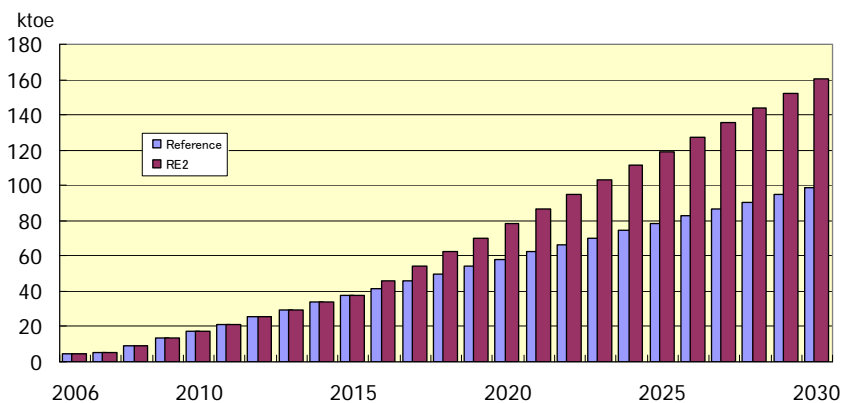


図 7.5-10 風力発電量の導入

図 7.5-11 に、本ケースにおける石炭および天然ガスによる発電量の推移を示す。2020 年以降、石炭火力、ガス火力による発電は双方ともに減少し、2030 年ではリファレンスケースに比して石炭では 63 億 3,000 万 kWh、ガスでは 45 億 7,000 万 kWh の差異が生じることとなる。

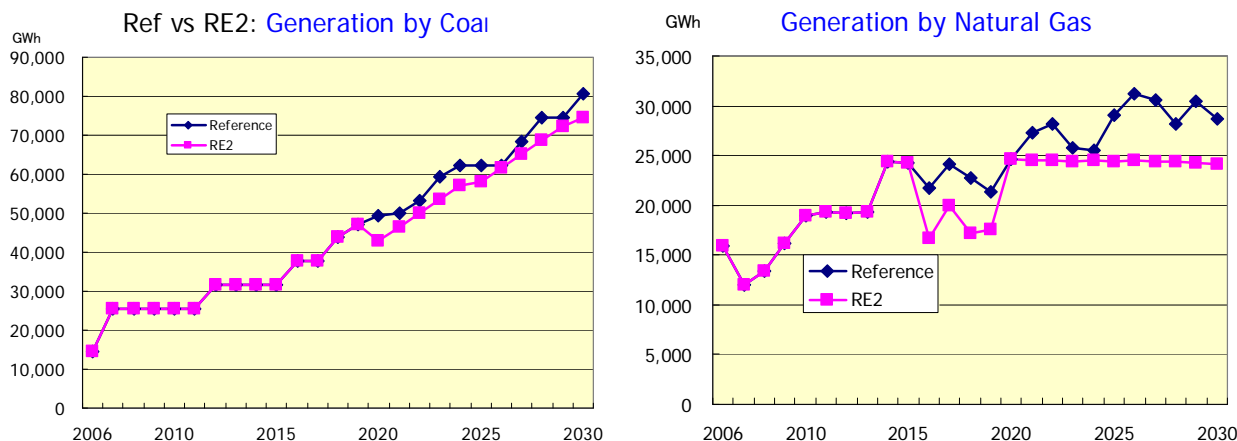


図 7.5-11 石炭火力発電およびガス火力発電の発電量の推移(再生可能エネルギー導入)

本ケースにおける一次エネルギー供給について、リファレンスケースとの比較を図 7.5-12 および表 7.5-4 に示す。2030 年における一次エネルギー供給の構成比を見ると、再生可能エネルギーの占める割合は 36.0%へと 6.9%増加し、この増加によって火力発電の負荷を大幅に軽減させる結果となっている。すなわち、一次エネルギー供給全体では、天然ガスが 1.3%、輸入炭が 2.6%、国内炭が 0.6%減少している。

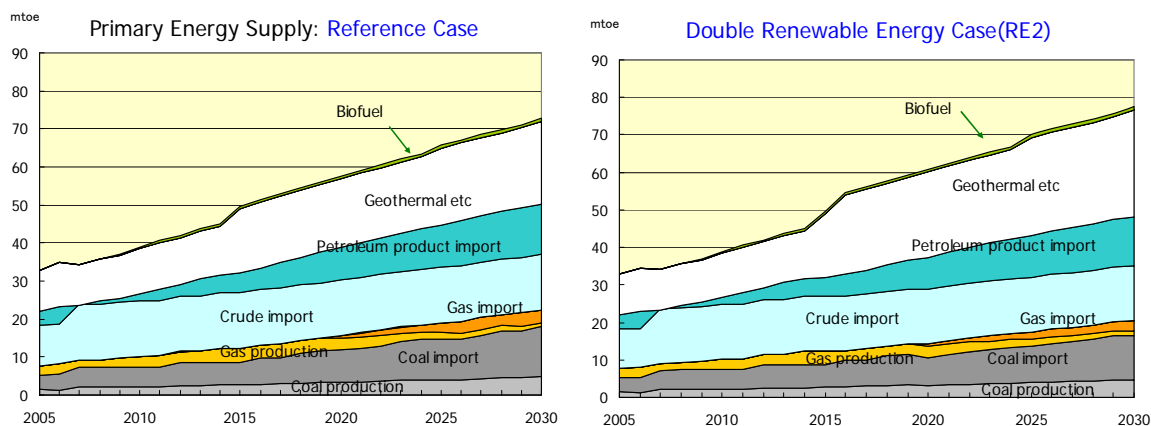


図 7.5-12 一次エネルギー供給の比較(リファレンス、再生可能エネルギー導入促進)

表 7.5-4 一次エネルギー供給構成比(再生可能エネ導入促進:2030 年)

ケース	国内炭	輸入炭	石油	再生可能 エネルギー	天然ガス	水力・地熱	原子力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
リファレンス	4825	13143	27841	899	4509	21544	0	72762
再生可能エネ増進	4627	11945	27841	961	3786	28364	0	77523
増減	-198	-1198	0	61	-723	6820	0	4762
構成比	%	%	%	%	%	%	%	%
リファレンス	6.6	18.1	38.3	1.2	6.2	29.6	0.0	100.0
再生可能エネ増進	6.0	15.4	35.9	1.2	4.9	36.6	0.0	100.0
増減	-0.7	-2.7	-2.4	0.0	-1.3	7.0	0.0	0.0

また、CO₂ 排出量を見てみると、上述の化石燃料の消費が大幅に減少した結果として、リファレンスケースの1億5,621万トンに対して4.8%減の、1億4,876万トンとなり、原子力に加え再生可能エネルギーを導入することによって、さらにCO₂の排出量削減が図られることになる。

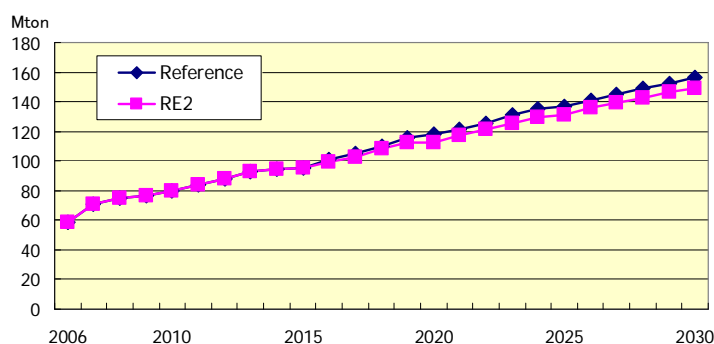


図 7.5-13 CO₂ 排出量（再生可能エネルギー導入促進ケース）

7.5.4 石油精製能力増強ケース

リファレンスケースでは国内石油精製能力の増強を見込んでいないため、石油製品の需要、特に、自動車燃料であるガソリンや軽油需要の増加を国内製油所で生産される石油製品で賄うことができない。現在でも石油精製能力は比較的小さいため、2030年に向かってガソリンと軽油の輸入量が一本調子で増大し続けることになる。そこで、設備投資が可能な条件が整うことを前提として、製油所の精製能力の拡大が望まれる。製油所の建設に必要な世界の設計・建設能力の現状を考慮すると、2015年前後までに新たな石油精製能力を稼働開始させることはスケジュール的に厳しいと思われるので、「2020年に既設の約10万BDの精製能力を廃棄し、新設の20万BD分に置き換える」というスクラップ&ビルドを行うとの想定で「石油精製能力増強ケース」を検討した。

本ケースにおける一次エネルギー供給について、リファレンスケースとの比較を、図 7.5-14 および表 7.5-5 に示す。本ケースの2030年では、輸入すべき石油製品の割合がリファレンスケースの18.2%から6.8%減少して11.4%となり、代わりに処理用原油の輸入が20.1%から7.1%増加して27.2%となる。この輸出入の配分が異なるのみで、石炭、ガス、再生可能エネルギーの供給と、CO₂の排出量には影響が無い。ただし、2030年の石油製品輸入量は原油処理量の48%にも達して

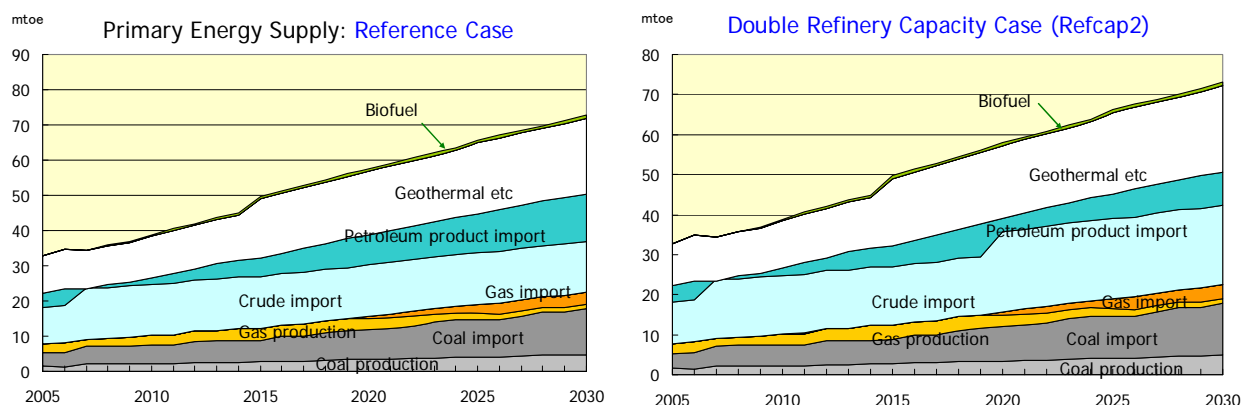


図 7.5-14 一次エネルギー供給の比較（リファレンス、精製能力増強）

おり、ここで想定した程度の能力増強では不十分で、さらに 10 万 BD 程度の追加の精製能力増強が必要なことが見て取れる。このような状況から、どの時期にどの程度の精製能力増強を行うのが好ましいかについて、さらに掘り下げた検討を行うことが望まれる。

表 7.5-5 一次エネルギー供給構成比(2030 年)

ケース	石炭	原油処理	石油製品 輸入	再生可能 エネルギー	天然ガス	水力・地熱	原子力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
リファレンス	17,968	14,621	13,220	899	4,509	21,544	0	72,762
石油精製拡張	17,968	19,914	8,308	899	4,509	21,544	0	73,142
増減	0	5293	-4912	0	0	0	0	381
構成比	%	%	%	%	%	%	%	%
リファレンス	24.7	20.1	18.2	1.2	6.2	29.6	0.0	100.0
石油精製拡張	24.6	27.2	11.4	1.2	6.2	29.5	0.0	100.0
増減	-0.1	7.1	-6.8	0.0	0.0	-0.2	0.0	0.0

次に石油精製能力増強ケースにおけるガソリンと軽油の需給バランスをリファレンスケースと比較するため、それぞれ図 7.5-15 と図 7.5-16 に試算結果を示す。リファレンスケースでは精製能力の増強がないためガソリン、軽油双方ともに輸入量は年を追うごとに単調増加を示しているが、精製能力を増強させた場合、ガソリンの場合では製品輸入量が 238.5 万 TOE から 147.6 万 TOE へ、軽油では 453.9 万 TOE から 279.7 万 TOE へと、それぞれ 4 割程度減少することになる。それでもなお総供給量に占める製品輸入の比率はかなり高いので、上述のようにさらなる精製能力の増強が検討課題となるといえよう。

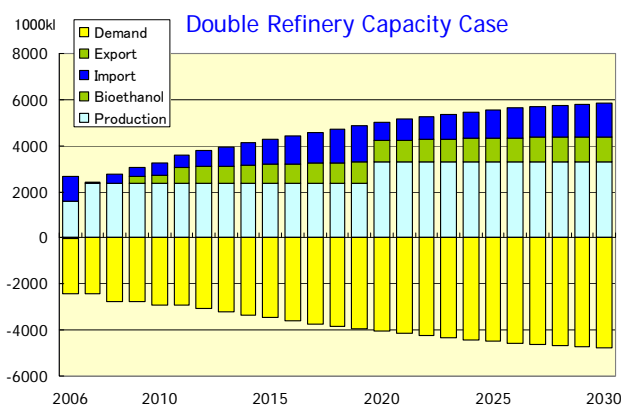
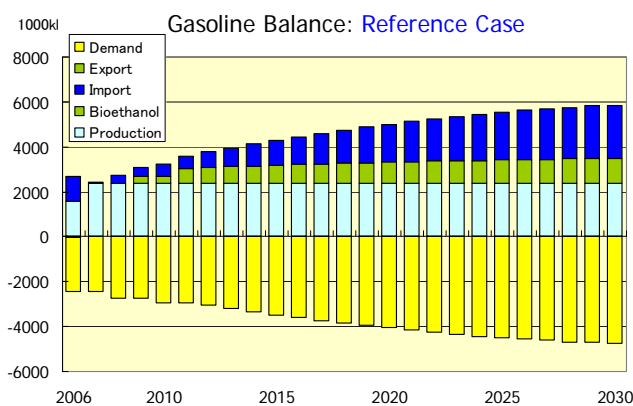


図 7.5-15 ガソリンバランスの比較(リファレンス、精製能力増強)

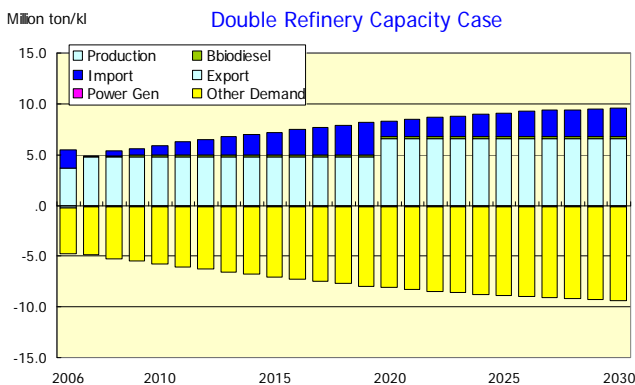
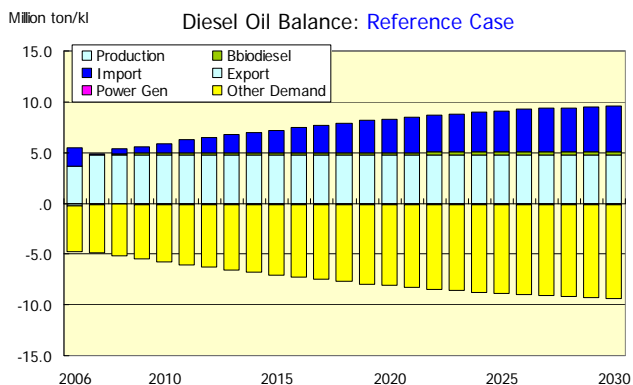


図 7.5-16 軽油バランスの比較(リファレンス、精製能力増強)

さらに、ガソリンや軽油の輸入量を削減するという観点からは、バイオ燃料の導入増大も考えられる。表 7.5-6 に、リファレンスケースに対してバイオ燃料の供給を増やし、石油精製能力も拡張するケースでの石油製品の生産量と輸出入量を比較した。ここでは DOE の提案によりガソリンにしめるバイオエタノールの比率を 85% へと極端に上げるケースを想定した。

表 7.5-6 バイオ燃料の導入のガソリン輸入量への影響（2030 年）

	Production			Import			Export		
	Reference	E85	Ref.Cap	Reference	E85	Ref.Cap	Reference	E85	Ref.Cap
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
LPG	795.3	795.3	1255.2	2360.0	2360.0	2360.0	0.0	0.0	0.0
Gasoline	2723.9	2723.9	3768.9	2743.0	0.0	1698.0	0.0	1924.8	0.0
Bio Ethanol	622.4	5290.2	622.4	-	-	-	-	-	-
Kerosene	0.0	0.0	0.0	1249.5	1249.5	789.6	0.0	0.0	0.0
Jet Fuel	1399.5	1399.5	1665.7	1090.2	1090.2	824.0	0.0	0.0	0.0
Diesel	5486.2	5486.2	7472.2	5261.3	3657.5	3275.2	0.0	0.0	0.0
Bio Diesel	178.2	1782.4	178.2	-	-	-	-	-	-
Fuel Oil	3858.7	3858.7	5013.4	602.1	602.3	0.0	0.0	0.0	552.5
FG	260.0	260.0	440.5	-	-	-	-	-	-

バイオエタノールの供給増により、ガソリンでは 272.4 万 TOE の生産量の 70% に相当する 192.5 万 TOE が国内の需要を上回る生産として輸出される結果となっている。その一方で、軽油については 548.6 万 TOE の生産量の 67% に相当する 365.8 万 TOE が依然不足し、輸入が必要で、両者の間に異常な不均衡がみられる。石油製品が連産品であることを考えた場合この結果は極めて不自然で、バイオ燃料の供給増ケースにおけるエタノールの混合割合の前提値が大き過ぎたと言う感否めない。あるいは、野心的なバイオ燃料導入を計画する際には、石油精製におけるガソリンと軽油の生産バランスも考慮にいれた検討を進める必要があることをこの試算結果は示している。