EU のエネルギー政策と長期エネルギー見通し

（財）日本エネルギー経済研究所

はじめに

EU（欧州連合）は、現在、加盟国 15 カ国、総人口約 3.8 億人、GDP 総額 8.4 兆ドルを有する巨大な経済・市場統合体である。その EU では、成熟化しつつあるとはいえ今後の経済発展によって長期的には着実なエネルギー需要増大が予想される状況下、①地域内の主力エネルギー生産地である北海の石油・ガス生産停滞によるエネルギー輸入依存度の上昇とエネルギーセキュリティ問題、②競争導入による EU の国際競争力強化と域内経済のさらなる統合強化を図るためのエネルギー市場自由化、③京都議定書による地球温暖化ガス排出削減目標およびより長期的な温暖化対策の必要性、等の重要なエネルギー政策課題が浮上し、その対応が重視されるようになっている。

こうした状況下、EU 内では、それぞれの政策課題に応じて加盟国ベースおよび EU 全体として様々な検討･取り組みが実施され始めている。特に EU 全体としての動きに関しても、エネルギーセキュリティ問題、エネルギー市場自由化問題、地球環境問題、あるいはそのバックグラウンドとなる長期のエネルギー市場の見方等に関して、欧州委員会（European Commission、EC）等によるレポートや加盟国への積極的な働きかけが見られるようになっており、その動向が注目されている。

そこで、本報告では、上記問題に関する最新のレポート等の内容を概説し、EU のエネルギー政策動向と EU による長期エネルギー見通しを紹介することとした。対象とした主なレポートは以下の通りである。

（1） The Green Paper "Towards a European strategy for the security of energy supply」（European Commission, 2000）

（2） 「Final report on the Green Paper "Towards a European strategy for the security of energy supply」（European Commission, 2002）

（3） 「Second Working benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market」（European Commission, 2003）

（4） 「Third communication from the European Community under the UN Framework Convention on Climate Change」（European Commission, 2001）

（5） 「World energy, technology and climate policy outlook 2030 –WETO-」（European Commission, 2003）

以上のように、極めて多岐に渡る分野・内容を紹介するため、本報告の構成（および執筆担当者）は以下の通りとした。

第 1 編　EU のエネルギー政策

第 1 章　EU のエネルギーセキュリティ政策（エネルギー動向分析室研究員　杉野綾子）

第 2 章　EU における電力自由化の概要（電力グループ主任研究員　小笠原潤一）

第 3 章　EU におけるガス市場自由化の概要（ガスグループ主任研究員　長谷川秀夫）

第 4 章　EU の温暖化政策概要（環境グループ主任研究員　佐々木宏一）

第 2 編　EU による長期エネルギー見通し

第 1 章　全体の枠組み（エネルギー動向分析室研究員　James Eastcott）

第 2 章　2030 年に至るエネルギーと技術のトレンド

2.1　基準ケースの主要前提条件（計量分析部研究員　野口桃子）

2.2　国際エネルギー価格（計量分析部研究員　小宮山涼一）

2.3　世界のエネルギー消費量、CO2 排出量見通し（計量分析部研究員　小宮山涼一）

2.4　一次エネルギー供給（アジア太平洋エネルギー研究センター研究員　土井菜保子）

第 3 章　部門別予測

3.1　エネルギー需要（計量分析部研究員　沈中元[1]）

3.2　発電および再生可能エネルギー技術（電力グループ研究員　堂野靖[2]）

第 4 章　不確実性の評価

4.1　石油およびガス資源について（エネルギー動向分析室研究員　小森吾一）

4.2　発電部門の技術開発（電力グループ研究員　小野寺正洋）

第 5 章　世界における EU ガス市場（ガスグループ研究員　森川哲男）

第 6 章　気候変動対策政策のインパクト

（環境グループ主任研究員　佐々木宏一、同研究員　斉藤晃太郎）

補論　各機関発行の世界エネルギー需給見通しとの比較

（計量分析部研究員　野口桃子、小宮山涼一）

監修：エネルギー動向分析室長　小山堅

なお、第 1 編の第 1 章については参照文献として上記の（1）（2）文献、第 2 章および第 3 章は（3）文献、第 4 章は（4）文献が対応している。また、第 2 編については（5）文献の内容を要約し概略説明することとした。

以上

[1] 現在、中国能源研究所に派遣中

[2] 現、日本原子力発電株式会社・敦賀発電所勤務

第１編　EU のエネルギー政策

第１章　EU のエネルギーセキュリティ政策[3]

―「欧州のエネルギー安全保障に関するグリーンペーパー」及び「最終報告書」―

エネルギー動向分析室　　杉野綾子

はじめに

本章では、EU のエネルギー安全保障政策の全体像を把握するため、2000 年秋に発表された「エネルギーセキュリティに関するグリーンペーパー」の内容を概観する。グリーンペーパーは、欧州委員会の、EU 地域のエネルギー供給及びエネルギー市場に対する現状認識と、今後 EU が直面するであろう課題を指摘するものである。

グリーンペーパーの内容をうけて、加盟各国の政府、議会、民間研究機関など様々なレベルで議論が行われた。本章後半で紹介した「グリーンペーパーに関する最終報告書」は、これらの議論（欧州委員会の見解に対する批判、反駁、または提言など）を紹介するパブリックコメントであり、今後、寄せられた意見を参考にしつつ EU としてのエネルギーセキュリティ政策を策定していくものと思われる。

1.　「グリーンペーパー(2000 年 11 月)」の概略

(1)　欧州のエネルギー供給の抱える脆弱性

○　世界最大のエネルギー輸入・経済圏であり、今後もエネルギー消費の増加が予想される

○　域内のエネルギー供給は、北海油･ガス田の生産減少や脱原発などで大幅に減少する

○　結果的に、エネルギー輸入依存度は 1998 年 50%⇒2030 年には 70%へ
（石油:76%⇒90%、ガス:40%⇒70%）

○　2000 年に経験した国際石油価格高騰は、高い輸入依存率と相俟って EU 経済に打撃

(2)　EU エネルギー政策の課題

○　輸入依存度の上昇、輸送距離の長距離化

- 原子力:安全性、廃棄物処理の問題から脱原発の潮流
- 石炭:最も自給が可能な燃料であるが、環境負荷の問題、高コストで国際競争力なし
- 石油:依然として重要な燃料であり、資源の中東への集中が問題
- ガス:重要性を増しているが、供給の硬直性、ロシア依存などの問題

○　国際エネルギー市場に対する EU の影響力の欠如

---

[3] 本章の内容は主に、The Green Paper "Towards a European strategy for the security of energy supply」（European Commission, 2000）および「Final report on the Green Paper "Towards a European strategy for the security of energy supply」（European Commission, 2002）を参考としている。

○　危機対応メカニズム(石油備蓄)の硬直性

(3)　欧州エネルギー市場の新局面

○地球温暖化への対応の必要性

- 政策手段の一つとして域内各国で炭素税が導入されている。共通税制の必要性
- 省エネの義務化の必要性

○　市場自由化の遅滞(米国と比較して)

- 国境を越える輸送インフラ網の整備が課題
- 欧州委員会による市場の制度設計を強化

(4)　優先課題

○　エネルギー需要抑制(課税、省エネ等)

○　域内エネルギー供給の強化(原子力、再生可能エネルギーの拡大、備蓄強化)

○　競争促進

○　産油･ガス国との関係強化

2. 「グリーンペーパーに関する最終報告書(2002 年 6 月)」の概要

○　グリーンペーパーは、加盟国間、各国内および域外でも、欧州統合の 30 年の歴史上で初めての、エネルギー安全保障に関する議論を呼び起こした。欧州のエネルギー政策の構造的脆弱性や地政学的･社会的、および環境面での欠陥が明らかになった。

○　欧州のエネルギー消費は今後も拡大し、化石燃料の域外依存率も高まることが予想されるが、エネルギー安全保障即輸入抑制ではない。グリーンペーパーでは需要抑制策を提案しており、この点が米国のエネルギー政策(2001 年 5 月)とは異なっている。

○　エネルギー需要抑制は、政府によるエネルギー効率向上支援で達成される。特に画期的な取り組みとして、「再生可能資源による発電に関する指令」、および「建築物の省エネに関する指令」、「財政面からのバイオフュエル利用促進に関する提案」等が挙げられる。

○　石油備蓄に関する議論も活発化した。2004 年の加盟国拡大に伴い EU は世界の石油消費の 20%を占める。供給途絶への対策として備蓄放出の際の協力をさらに強化すべきである。

○　EU は既にロシアとのエネルギー対話などを行っているが、エネルギー安全保障への関心を加盟国間で共有することが必要である。

○　再生可能エネルギーの利用促進への支援策はこれまで充分とはいえなかった。原子力も、エネルギー安全保障の議論とは不可分である。EU 各国が脱原子力、あるいはモラトリアムを宣言したことで、京都議定書のもとで約束された二酸化炭素排出量削減の履行が難しくなっている。中･長期的にみると、脱原発により電源の約 35%が再生可能資源に拠る必要が生じてくる。こうした事態をうけて、今後 EU は原子力の研究開発や安全性と廃棄物処理の基準設定に積極的に取り組む。

○　環境面からエネルギー課税の導入が求められると同時に、税制協調の問題は、加盟国間の競争力の問題とも関連する。欧州市場は国際融通を通じて健全な競争とエネルギー供給の確保、欧州経済の競争力を達成した。カリフォルニアのような危機は、投資、競争、輸送網が管理された欧州では起きない。欧州市場では単に価格を下げるのでなく、公共サービスの維持に必要な「公正価格」が実現している。電力の場合、域内取引は発電量の 8%に留まるが、これはインフラの制約による。今後予算を計上してインフラ整備に努める。

○　エネルギー政策実施の手段が限られていることはセキュリティを弱める。EU は世界で最も高度に統合された市場であるが、政策の実施に関して、一層の協調が求められる。

補論　グリーンペーパーが提起した問題と、それに対する加盟国の反応

以下では、グリーンペーパーが欧州のエネルギーセキュリティ上重要な課題としてあげた自給率の向上や備蓄、共通税制などの諸項目について、後日加盟国から寄せられたコメントのうち、主な意見を挙げる。グリーンペーパーについては欧州議会や加盟各国議会、エネルギー政策当局をはじめ、学会、NGO など様々なレベルで議論が展開された。これらの意見をもとに、欧州としてのエネルギーセキュリティ政策を今後策定していくものと考えられる。

(1)　エネルギーを輸入する場合、供給確保と欧州経済の競争力維持の点から、どのような輸入政策が必要か。また、経済性と供給途絶のリスクのいずれを重視すべきか。

○　エネルギー源、供給先、供給ルートの多様化が輸入依存度上昇への主な対応となる。これは、EU 内外の投資環境改善を通じて実現される。外交、協定などにより良好かつ安定した関係を築くこと、カルテルの防止なども善策である。健全な競争、自由な価格形成によって、最適なエネルギー構成と多様化が達成される。

○　価格の安定性と埋蔵量、供給源の多様性の点から、固形燃料(=石炭)と原子力が評価される。北海の石油･ガスは供給セキュリティの観点で重要であるが、必要な投資が行われるための制度的な枠組が必要。石炭生産については、高コストと環境負荷が障害。

○　輸入依存の上昇を、国際分業とグローバリゼーションによる当然の帰結だと見る向

きもある。相互貿易･投資と生産国･消費国間の良好な関係維持によって輸入依存に伴うリスクは低減する。相互依存の深化はエネルギーセキュリティ上むしろ望ましく、自給率を高めようとすればEU 経済の競争力が損なわれるおそれがある。

(2) 市場統合が進み、域内の 1 カ国の決定、行動が全ての加盟国に影響を及ぼす状況において、より一層の政策協調、政策の一貫性が求められる。

○ 理論的には、統合が進み、健全な競争が行われている市場では、効率性の向上と供給源の多様化、需給の弾力性、需給を反映した価格シグナルなどを通じてエネルギーセキュリティが確保される、しかし実際には、例えば電力に関して言えば規制機関や系統運用者間の協力、欧州内のインフラ整備(とそれに必要な投資)の問題に直面している。

○ EU は EEA,EFTA のような経済地域を包含している。EU の役割としては競争政策、国家による支援、税制、再生可能エネルギー指令、排出量取引に代表される市場手段による環境対策などが強調される。

○ 市場は短期的利益追求に走る傾向があり、公共利益(環境、社会的公正)や長期的利益が看過され、再規制の必要が生じるだろう、との意見も聞かれた。

○ 対外関係では、長期ガス供給契約について、安定供給のために必要な投資確保の観点から、その重要性を再認識する意見もあった。

(3) エネルギー分野における税、補助金は EU の競争力を損ねていないか。間接税の調和に失敗したが、共通税制の問題はエネルギー･環境政策を考慮して再検討すべきでないか。

○ 共通税制は域内では望ましいが、エネルギー課税は欧州経済の競争力を損ねる、あるいは域内でのエネルギー生産の競争力を損ねるとの主張が聞かれた。他方で、課税によるエネルギー価格の上昇は効率性、新エネルギー開発促進という点からは望ましい、との反対意見も見られた。

○ 在来型エネルギー(=化石燃料)に対する補助金も再生可能エネルギーの競争力を低下させる。しかしセキュリティの観点に立つと、域内供給の可能な石炭への補助金は重要である。

○ 税や政府による支援以外の方法として、農業、国土計画、運輸政策を通じた手段を指摘する意見もあった。

(4) 現在行われている産消対話の枠組の中で、供給、投資促進協定の内容はどのようなもの

であるべきか。特にロシアとの間で、いかにして供給量と価格の安定、必要投資が確保されるか。

○　EU の産消対話の取り組みは評価され、今後一層の強化が期待されている。特に対ロシア関係は重要である。生産国と通過国における投資促進はエネルギーセキュリティ上重要な課題であるが、これには WTO やエネルギー憲章の枠組が有用である。ロシアについていうならば、法的、あるいは財務制度面での安定性が、投資促進のための課題である。

○　直接投資に伴う技術移転の重要性も指摘された。技術移転のルートとしては、京都メカニズムの CDM も期待されている。貿易、投資、技術移転による相互依存の深化がエネルギーセキュリティの強化につながる。

(5)　石油備蓄の増加や石炭、ガスの備蓄制度創設が必要ではないか。また、備蓄管理における EU の権限強化が必要ではないか。

○　欧州の備蓄制度は、現在は石油備蓄が各国個別に実施されている。しかし、石化製品も備蓄対象とし、また備蓄の運営に関して EU が欧州全域の視点にたったリスク分析に基づき一元的に管理することが提案された。コストは、EU で基金を設置し、受益者負担とする。

○　これまで長期にわたって供給途絶に遭わなかった事は、石油･ガス産業における投資と多様化の成果である。現在の石油備蓄量で、2 年間に渡り 10%の供給減少をまかない、一時的な不足に対処できる。ガスの場合、12 ヶ月以上にわたる供給途絶に対応可能である。石炭は最も備蓄の容易な燃料であり、また原子力の場合、3 年分の備蓄を保有している。

○　石油･ガス備蓄の拡大については市場を歪める、あるいは生産国との長期的関係に悪影響を及ぼすとの反対が聞かれる。

(6)　EU 域内、及び近隣国との効率的かつエネルギーセキュリティに資するエネルギー供給網の構築･運営はいかにして実現されるか

○　エネルギー供給網(特に送電網)の公的所有の必要性を訴える意見があった。加盟国間の供給網の連繋が進められなければならない。新規加盟の 10 ヶ国についても、FS 実施のための資金協力などが求められる。ガス会社は、安定供給のためには長期契約は必要であると主張している。一方、LNG ターミナルの拡張により供給源の多様化が進むとの意見もあった。

(7)　再生可能エネルギー開発には財政的支援を要するものがあるが、支援は、開発段階では

同様の支援を受け、今では経済性を備えている産業(石油・ガス・原子力)も拠出すべきか

○　「土俵を同じくする」、「外部コストの内部化」を重視した場合、再生可能エネルギーが競争力を備えるまでには長期に渡って支援が必要となる。他方で既存のエネルギー市場への参入の段階でのみ支援が必要だと考えれば、その期間は短くなる。

○　極力、排出量取引やグリーン証書、京都メカニズムといった市場手段を用いるべき、との主張がある一方で、エネルギー政策の目的は公益であるから、税を通じて広く負担を求めるべき、との主張もある。この主張に対する反駁として、再生可能エネルギーへの投資の主な担い手である産業分野は既に高率のエネルギー税を通じて充分に負担している、というものがある。手段が何であれ、莫大な投資と商業化までの長い期間を考慮すると、支援の枠組みは安定的でなければならない。

(8)　原子力は温暖化対策の一つの手段であるが、放射性廃棄物や原子力の安全性、あるいは核融合の技術開発について、どのような政策が望ましいか

○　電力の面では、原子力は資源調達の脆弱性が低く、ベースロード電源として用いられる。エネルギー構成の中で見れば、原子力は地政学的にも、価格安定性の面からも、外的要因による供給途絶の際のバッファとなる。

○　環境面からみると、欧州は原子力利用なくしては、「妥当なコスト」で京都議定書の削減義務を達成できない。しかし、こうしたグリーンペーパーにおける原子力の扱い自体を不満とする意見もある。原子力のもつリスクの大きさなどがその根拠である。

(9)　京都議定書の削減義務達成の有効な方策は何か。いかにして、省エネを進めて域外依存度と CO_2 排出量の両方を下げられるか。

○　エネルギー需要の抑制が一般的な対応策であるが、抑制された需要が輸入エネルギーである必然性はない。エネルギー需要を比較的安価にかつ早期に抑制できるのは建設部門においてである、との意見が聞かれた。最も多く提案されたのは、経済的インセンティブ、規制、コジェネなどの技術への投資である。

○　京都議定書の削減義務達成の手段としては、再生可能エネルギー(太陽光、バイオマス、風力等)や炭素固定化、クリーンコール技術、水素などが重要である。石油・石炭からガスへの代替、あるいは原子力を重視する声も聞かれた。

○　EU の担うべき役割は、規制枠組みを作ることや目標設定、モニタリングなどである。

(10)　2020 年までにバイオ燃料、水素などの再生可能エネルギーをエネルギー消費の 20%

にまで引き上げるという目標は、各国単位で推進すべきか、税や農業政策面での協調を通じて行うべきか

○　特に運輸部門でのバイオ燃料利用促進については、農業政策が深く関係するが、EU 共通農業政策そのものは WTO のもとで、徐々に撤廃に向かうものである。バイオ燃料促進には税による支援が必要である。

○　バイオ燃料は運輸部門よりも、heating に用いる方が普及しやすいであろう。20%という目標が野心的にすぎる、との批判もあった。主な障害は土地利用の問題である。

○　水素については、水素生産に必要な電力を化石燃料から起こすようではエネルギーセキュリティにつながらない。水素生産の方法として、原子力や再生可能エネルギー、ガスなどが考えられる[4]。

(11)　建築部門での省エネは減税のようなインセンティブが適切か、規制の方が適切か

○　提唱されたのは、経済的インセンティブと規制の併用である。エネルギー効率の高い照明、温熱、住宅設計などの技術開発の必要性と共に、既存の建物における再生可能エネルギー利用促進も重要である。

(12)　運輸部門での省エネは、自動車輸送と鉄道輸送のバランス是正によるところが大きいが、特に都市部において、自動車利用を抑制することは可能だろうか。

○　鉄道輸送と水上輸送が省エネの手段として有力だが、鉄道輸送の拡大は電力消費量の増大に結びつく。CO_2 排出量を増やさずに電力需要増を賄うには、原子力が有望である。個人の輸送手段としては、低排出自動車や代替自動車燃料、あるいは自動車利用制限、「共同交通サービス」なども提案された。公共交通機関に対する投資の必要性にも言及があった。

以上

[4] ガスは化石燃料であるため、ここでの議論にあてはまらないが、原文を直訳したものである。

第 2 章　EU における電力自由化の概要[5]

電力グループ　小笠原潤一

96 年 EU 電力指令後の動き～新 EU 指令

（1） 96 年 EU 指令の適用

○　欧州では欧州統合の下で、電力においても「域内単一電力市場」の構築が目指されるようになり、EU 電力指令（Electricity directive 96/92）が 1996 年 12 月に採択された。本指令により、1999 年 2 月までに各国とも本指令に係わる諸制度の国内法化を行うことが義務づけられた。なお、フランスでの国内法化が遅延したが、2000 年 2 月フランスで電力自由化法が成立、ようやく各国の足並みが揃うこととなった。

○　EU 電力指令は、①第三者の系統アクセス開放義務（託送制度の整備）、②小売市場の開放（有資格需要家を 2000 年に 2,000 万 kWh 以上、2003 年に 900 万 kWh 以上とする）、③送電部門のアンバンドリング（会計分離・機能分離）等が特徴となっている。しかし、先行的に自由化範囲を拡大する国や送電部門の事業形態の差異、独立規制機関設置の有無など、各国で詳細制度の採用方法が異なり、EU 電力指令発行後から更なる自由化に向けた検討が開始された。

[5] 本章の内容は主に、「Second Working benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market」（European Commission, 2003）を参照している。

表 1 各国自由化進捗状況

	市場開放度	自由化市場規模(TWh)	適格需要家	100%自由化時期	送電部門ｱﾝﾊﾞﾝﾄﾞﾘﾝｸﾞ	系統アクセス
ｵｰｽﾄﾘｱ	100%	52	-	2001 年	法的分離	規制 TPA
ﾍﾞﾙｷﾞｰ	52%	40	1/10GWh	2003 年 7 月	法的分離	規制 TPA
ﾃﾞﾝﾏｰｸ	100%	32	-	2003 年	法的分離	規制 TPA
ﾌｨﾝﾗﾝﾄﾞ	100%	75	-	1997 年	所有分離	規制 TPA
ﾌﾗﾝｽ	37%	131	7GWh	2007 年	運用分離	規制 TPA
ﾄﾞｲﾂ	100%	483	-	1999 年	法的分離(自主的措置)	交渉 TPA
ｷﾞﾘｼｬ	34%	15	1kV	2007 年	法的分離･運用分離	規制 TPA
ｱｲﾙﾗﾝﾄﾞ	56%	8	0.1GWh	2005 年	法的分離･運用分離	規制 TPA
ｲﾀﾘｱ	70%	191	0.1GWh	2007 年	所有分離･法的分離	規制 TPA
ﾙｸｾﾝﾌﾞﾙｸﾞ	57%	3	20GWh	2007 年	運用分離	規制 TPA
ｵﾗﾝﾀﾞ	63%	62	3*80A	2003 年	所有分離	規制 TPA
ﾎﾟﾙﾄｶﾞﾙ	45%	17	1kV	2004 年	法的分離	規制 TPA
ｽﾍﾟｲﾝ	100%	188	-	2003 年	所有分離	規制 TPA
ｽｳｪｰﾃﾞﾝ	100%	129	-	1998 年	所有分離	規制 TPA
ｲｷﾞﾘｽ	100%	330	-	1998 年	所有分離	規制 TPA
加盟候補国						
ｴｽﾄﾆｱ	10%	1	40GWh		運用分離	規制 TPA
ﾗﾄﾋﾞｱ	11%	1	40GWh		法的分離	規制 TPA
ﾘﾄｱﾆｱ	26%	1	20GWh		法的分離	規制 TPA
ﾎﾟｰﾗﾝﾄﾞ	51%	71	10GWh		法的分離	規制 TPA
ﾁｪｺ	30%	20	40GWh		法的分離	規制 TPA
ｽﾛﾊﾞｷｱ	41%	11	40GWh		法的分離	規制 TPA
ﾊﾝｶﾞﾘｰ	30-35%	13	6.5GWh		会計分離	規制 TPA
ｽﾛﾍﾞﾆｱ	64%	7	41kW		法的分離	規制 TPA
ﾙｰﾏﾆｱ	33%	15	40GWh		法的分離	規制 TPA
ﾌﾞﾙｶﾞﾘｱ	15%	6	100GWh		会計分離	規制 TPA
ﾄﾙｺ	23%	23	90GWh		法的分離	規制 TPA
ｷﾌﾟﾛｽ	-	0			運用分離	規制 TPA
ﾏﾙﾀ	-	0			適用除外	単一購入者

(出所) 欧州委員会、"Second Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market (updated report incorporating Candidate Countries)"、2003 年 4 月

（2） 新 EU 指令

○ フランスやドイツといった大国の反対もあり、更なる自由化に関する各国間での意見の集約化は難航した。しかし、2002 年 11 月にブリュッセルで開催されたエネルギー担当閣僚会議において①全面自由化を含めた小売自由化スケジュール（2004 年 7 月家庭部門以外自由化、2007 年 7 月全面自由化）、②送配電部門のアンバンドリング（機能分離・法的分離）等について合意が見られ、これに③独立規制機関設置義務を加えた内容の新 EU 指令が 2003 年 6 月に欧州理事会と欧州議会で採択された。加盟国は 2004 年 7 月 1 日までに国内法化を実施することが義務付けられた。

○ なお、各国とも影響の大きい配電系統運用者のアンバンドリング条項[6]については、正当な理由があれば 2007 年 7 月 1 日までその適用を延期することが可能となっている。

[6] 顧客数が 10 万口を下回る配電事業者は、アンバンドリング条項を免除することが認められる。

国際電力取引に係わる規則

○　EU 電力指令で対象とならなかった国際電力取引に係わる諸問題については、各国間・市場参加者間での調整が鍵を握る。そこで、ガス分野でのマドリッド・フォーラムと同様に、欧州委員会が各利害関係者の代表を招待する形で「フローレンス・フォーラム」が 1998 年より年 2 回のペースで開催されて意見の調整が行われてきた。2003 年 7 月には第 10 回目のフォーラムが開催された。

○　ここでの結論は、新 EU 電力指令と共に審議されていた「国際電力取引に係わる規則」に反映されており、新 EU 指令と同様、同規則は 2004 年 7 月 1 日より適用されることとなっている。

表 2　フローレンス･フォーラムでの検討項目

日付	会合	内容
1999 年 5 月 20 日～21 日	第 3 回	・ 国際取引に係る託送料金システム
1999 年 11 月 25 日～26 日	第 4 回	・ 国際取引に係る託送料金システム ・ 混雑管理
2000 年 3 月 30 日～31 日	第 5 回	・ 国際取引に係る託送料金システム ・ 混雑管理
2000 年 11 月 9 日～10 日	第 6 回	・ 国際取引に係る託送料金システム ・ インフラの発展（国際連系設備の増強） ・ 混雑管理ガイドライン
2001 年 5 月 7 日～8 日	第 7 回	・ コミュニケーションの指令案･規則案 ・ 国際取引に係る託送料金システム ・ 国際連系線容量の割当て ・ 供給セキュリティー
2002 年 2 月 21 日～22 日	第 8 回	・ 国際取引に係る託送料金システム ・ セキュリティー･信頼度基準 ・ 欧州エネルギー･インフラインフラの発展 ・ 国際連系線容量の割当て
2002 年 10 月 17 日～18 日	第 9 回	・ 国際取引に係る託送料金システム ・ 中期的ストラテジー･ペーパー ・ ロシア電力市場 ・ 混雑管理 ・ 安全基準及び信頼度基準、供給セキュリティー ・ インフラの発展（国際連系設備の増強） ・ 第三国との電力取引
2003 年 7 月 8 日～9 日	第 10 回	・ 欧州委員会のストラテジー･ペーパーとインフラの建設 ・ 混雑管理 ・ 信頼度基準 ・ 託送料金の調和と地点別シグナル ・ 2004 年 TSO 間補填メカニズム ・ 規制案施行後の TSO 間補填メカニズム

（出所）欧州委員会ウェブ･サイト（http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/florence/index_en.htm）より日本エネルギー経済研究所作成

（3）　国際電力取引料金

○　各国間で国際電力取引に課せられる料金（輸出料金、輸入料金、中継料金）の取り扱いがバラバラであったため、国際電力取引に歪みを生じさせているとの批判が強かった。このため、欧州委員会は各国の系統運用者に利害を代表する団体の設置を求め、

これを中心に各国間の調整を図る旨の要請を行った。この要請に基づき 1999 年に設立されたのが ETSO（欧州系統運用者協会）[7]である。

○　このETSOを中心に各国間の調整が図られ、2002年3月より輸出料金1ユーロ/MWh[8]に統一し、その後 2003 年よりこの水準を 0.5 ユーロ/MWh に引き下げ、第 10 回フォーラムでは 2004 年にはこれをゼロとする方向で合意が得られた。

○　この料金の統一化及び廃止に伴い、国際電力取引に伴う費用（国際連系設備費用）の回収の保証が必要となり、「TSO 間補填メカニズム」が構築され、実測された中継取引量を基に調整を行っている。

（4） 国際的混雑管理

○　この他に国際電力取引を阻害する要因として議論されていたのが、国際連系線における混雑管理の問題である。混雑管理とは、送電設備に対して安全を維持する上で許容可能な容量を超えて送電量の発生が予見される場合に、託送申込の優先度等に従って適正な水準に送電量を調整する手法である。

○　2000 年 11 月に開催された第 6 回フォーラムにおいて、国際連系線における混雑管理に係わるガイドラインが採択され、混雑管理手法として送電容量の「オークション」方式による割当て、又は電力取引所と一体で混雑管理を行う「市場分割（Market Splitting）方式」に基づくという方向性が示された。また既存の長期契約については、契約更新時に特別な取り扱いを行わないものとしている。

○　市場分割方式は電力取引所を各国間で協調的に運用することが求められるため、個別の国際連系線に適用可能なオークション方式が現在のところ主流になっている。但し、オークション方式も、大陸欧州では複数線で国際連系しており、隣接国への送電が他国に影響を及ぼす側面もあり、近隣諸国間の密接な協調が不可欠であるため、欧州委員会では市場分割方式の採用も選択肢として重視している模様である。

○　前述の様に 2004 年より輸出料金が廃止されることに伴い、長距離の託送を抑制する要因が減少することとなる。このため、国際連系線での混雑管理において市場メカニズムを採用することで、混雑時の国際的取引に経済的負担を発生させ、遠距離送電の

---

[7] 欧州にはこの他、各国送電部門（会社）の協会として UCTE（大陸欧州協調協議会）等が設置されているが、ETSO が送電部門に係わる経済的側面を取り扱い、UCTE 等が技術的側面を取り扱うという棲み分けになっている。

[8] 1MWh=1,000kWh

抑制のための短期的シグナルとなる点で注目されるようになっている。

表 3　国際連系線へのオークションの採用例

国 1	国 2	容量（冬期、MW）	割当頻度	容量権取引可能性	ﾈｯﾃｨﾝｸﾞ[9]	Use-it-or-lose-it	長期契約の存在	混雑発生度合い	市場ﾍﾞｰｽの仕組みの導入日付
ﾄﾞｲﾂ	ｵﾗﾝﾀﾞ	2,800	年、月、日	あり	なし	あり	46%	頻発	2000/11
ｵﾗﾝﾀﾞ	ﾄﾞｲﾂ	1,350	年、月、日	あり	なし	あり		稀	2000/11
ﾌﾗﾝｽ	ｲｷﾞﾘｽ	2,000	3 年、年、日	あり	なし	あり		頻発	2001/03
ｲｷﾞﾘｽ	ﾌﾗﾝｽ	2,000	3 年、年、日	あり	なし	あり		稀	2001/03
西ﾃﾞﾝﾏｰｸ	ﾄﾞｲﾂ	1,200	年、月、日	あり	あり	あり		頻発	2000/09
ﾄﾞｲﾂ	西ﾃﾞﾝﾏｰｸ	800	年、月、日	あり	あり	あり		時々	2000/09
東ﾃﾞﾝﾏｰｸ	ﾄﾞｲﾂ	550	月、日	なし	あり	あり	100%	頻発	2002/01
ﾄﾞｲﾂ	東ﾃﾞﾝﾏｰｸ	550	月、日	あり	あり	あり	36%	時々	2002/01
ｲｷﾞﾘｽ	ｱｲﾙﾗﾝﾄﾞ	120	年、日	あり	なし	あり		頻発	2000/04
ｱｲﾙﾗﾝﾄﾞ	ｲｷﾞﾘｽ	50	年、日	あり	なし	なし		なし	2000/04
ﾍﾞﾙｷﾞｰ	ｵﾗﾝﾀﾞ	1,700	年、月、日	あり	なし	あり	18%	稀	2000/11
ｵﾗﾝﾀﾞ	ﾍﾞﾙｷﾞｰ	1,700	年、月、日	あり	なし	あり		稀	2000/11
ｲﾀﾘｱ	ｷﾞﾘｼｬ	500	月、週、日	なし	あり	あり		なし	2002/05

（出所）欧州委員会、"CONGESTION MANAGEMENT IN THE EU ELECTRICITY TRANSMISSION NETWORK – STATUS REPORT"、2002 年 9 月より作成

（5） 託送料金の統一

○　従来、託送料金の支払いが需要家側（L）料金か、発電所側（G）料金か、又はその折半料金かで、各国様々な制度が採用されていた。欧州委員会では G 料金で統一する方向で調整を図る意図を示している。これは、託送料金に「地点別シグナル」として地域特性を反映させることで、電源の最適立地を促すインセンティブを導入する意向を欧州委員会が持っているためである。

○　前述の通り、国際電力取引に課せられる料金が廃止されることに伴い、混雑料金でも触れたが長距離送電が増加する可能性が高まる一方で、当然需要地に近い場所で発電が行われた方が経済合理性も高い。このため、欧州委員会では、発電所立地への適切なインセンティブとなる「長期的インセンティブ」としての地点別シグナルの導入を検討している。しかし、混雑管理での短期的シグナルとの関係で整理が難しく、はっきりした方向性は示されていない状況にある。

（6） セキュリティー・信頼度基準

○　自由化に伴う市場参加者の多様化により、供給セキュリティー・信頼度を維持するための諸義務の負担が競争上影響を及ぼす懸念が生じている。また、多様な市場参加者が、系統運用上非差別的取り扱いを受けているかも問題となり得る。

[9] ネッティング（Netting）とは、送電混雑の生じる潮流と反対方向の潮流を生じさせることを指す。オークションの過程において、両方向における託送予約を差し引いて考慮することにより、より多くの送電容量を利用することが可能となる。

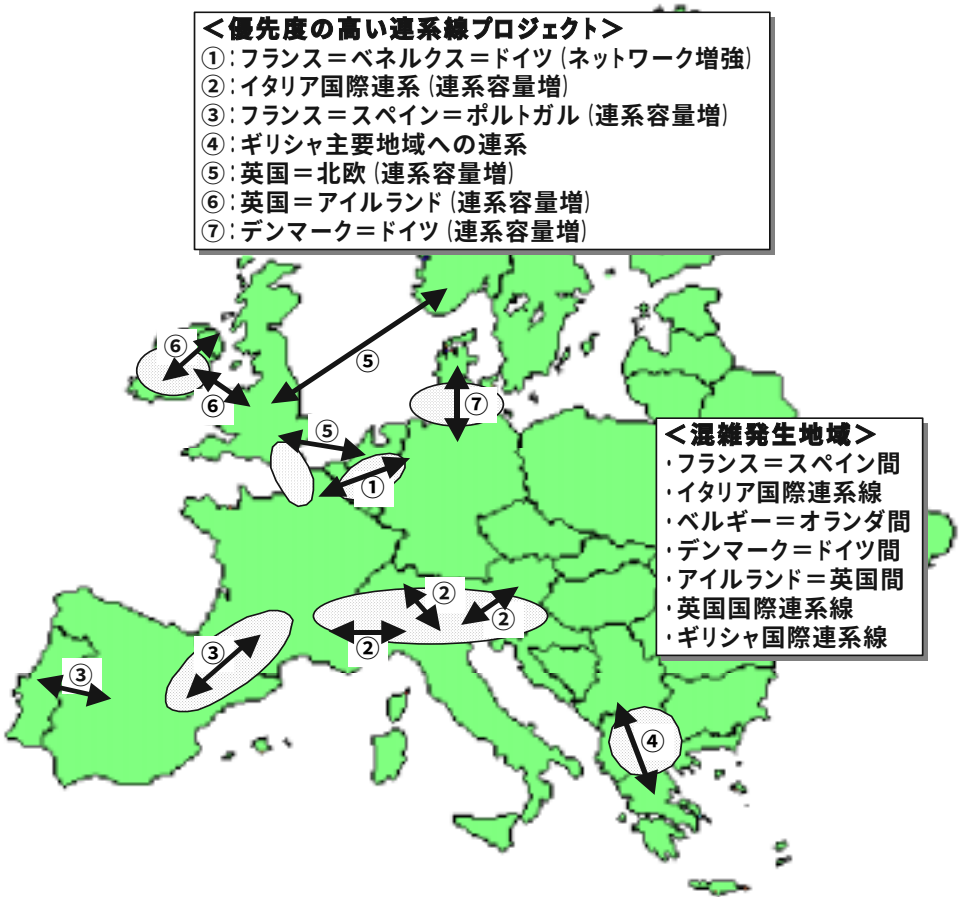
○　　このため、欧州委員会は UCTE に対し、加盟国の系統運用者及び系統利用者が遵守すべき共通規則の策定を依頼しており、現在 UCTE が関連団体と協議の上、”Operational Handbook”として作成中である。

（7） 広域的インフラの建設

○　　各国とも EU 指令の国内法化により、自国の電気事業に競争原理の導入を行っているものの、実際には従来の独占体制を反映して、既存電力会社を中心に市場集中度が高く、有効な競争が実現しているか疑念がある。

○　　このため欧州委員会では各国間の連系容量を増加させ、国際的な競争を促進することで、国内での市場支配力の緩和を狙っている。これら欧州全体の利益に資するプロジェクトについては、”trans-European energy networks”プロジェクトとして基金を通じた低利融資を受けることが可能であり、優先すべきプロジェクトを含むガイドラインは 1996 年に作成、1997 年・1999 年に改訂されている。現在、このガイドラインの改定作業が行われており、2001 年 12 月に欧州委員会が公表した”Fighting congestion and bottlenecks in electricity and gas infrastructure”というレポートで優先すべき連系線プロジェクトを特定化し、同ガイドラインの改定の提案を行っている。現在、同ガイドラインは新 EU 指令案と共に審議中の状況にある。欧州委員会では、同ガイドラインで特定化されたプロジェクトに対し、2002 年～2006 年にかけて年間 2 億ユーロ利用可能としており、補助の形態としては利子補助、プロジェクト保証等が想定されている。現在、リストに掲載されているのは、合計 221 プロジェクトであり、そのうち 122 が電力部門、99 がガス部門となっている。ここで掲載されているプロジェクトは、国際連系部門のみならず、スペイン、ポルトガル、イタリアの国内送電線の増強も多々含まれているのが特徴である。

図 1 優先的国際連系プロジェクト



（出所）EU 委員会、"Infrastructure: the Energy Dimension"、2001 年 12 月

表 4 市場集中度と新規参入

	5%以上の発電設備シェアを有する企業数	上位3企業のシェア（発電設備）	輸入容量のシェア（対発電設備）	今後3年間での輸入容量増分のシェア（対発電設備）	電力取引所の有無
ｵｰｽﾄﾘｱ	5	45%	21%	2%	有
ﾍﾞﾙｷﾞｰ	2	96%	25%	1%	無
ﾃﾞﾝﾏｰｸ	3	78%	29%	10%	有
ﾌｨﾝﾗﾝﾄﾞ	4	45%	19%	1%	有
ﾌﾗﾝｽ	1	92%	12%	0%	有
ﾄﾞｲﾂ	4	64%	9%	1%	無
ｷﾞﾘｼｬ	1	97%	11%	34%	無
ｱｲﾙﾗﾝﾄﾞ	1	97%	5%	17%	無
ｲﾀﾘｱ	4	69%	8%	8%	(有)
ﾙｸｾﾝﾌﾞﾙｸﾞ	n.a.	n.a.	100%	n.a.	無
ｵﾗﾝﾀﾞ	6	59%	21%	3%	有
ﾎﾟﾙﾄｶﾞﾙ	3	82%	8%	5%	(有)
ｽﾍﾟｲﾝ	4	83%	4%	9%	有
ｽｳｪｰﾃﾞﾝ	3	90%	21%	n.a.	有
ｲｷﾞﾘｽ	8	36%	3%	4%	有

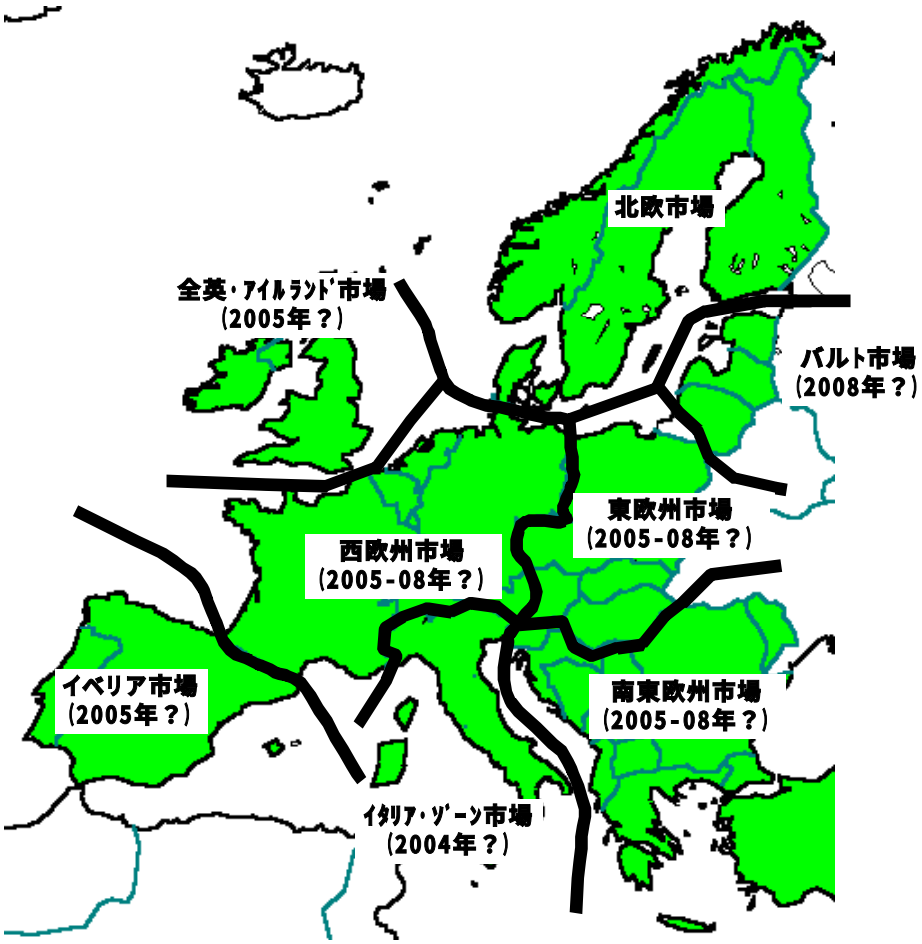
（出所）欧州委員会、“Second Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market (updated report incorporating Candidate Countries)”、2003 年 4 月

（8） 地域市場区分と今後のスケジュール

○ 第 10 回フォーラムにおいて、欧州委員会は「戦略ペーパー：域内電力市場に係わる中期ビジョン」を公表し、今後の「地球環境問題」、「再生可能エネルギー導入」、「ガス市場」における政策と整合的な電力市場の改革スケジュールの案を提示した。これによると、図 2 の様な市場区分を認め、これら地域市場で市場設計の統一化を行った上で域内間の垣根を減らし、2010 年以降を目処に地域間で統一的な電力市場の形成を図る、という戦略が示された。

○ その際に中核になるのが「電力取引所」である。混雑管理の節でも述べたが、国際電力取引に係わる混雑管理に電力取引所を活用する「市場分割方式」は、国際電力取引を電力取引所に集中化させる手法であり、地域内で共通の電力取引所を構築する必要がある。北欧では既に共通の Nord Pool が設置されており、これを各地域市場の枠組みの中に取り入れつつ、市場統合を進めていくのが欧州委員会の意向となっている。

図 2 地域市場区分と今後のスケジュール



（出所）欧州委員会、" STRATEGY PAPER MEDIUM TERM VISION FOR THE INTERNAL ELECTRICITY MARKET"、2003 年 6 月

表 5 電力に係わる今後のスケジュール

	国際電力取引	国際連系線 ・市場集中	需要家選択 ・公共ｻｰﾋﾞｽ義務	発電アデカシー	再生可能エネ等	その他
2003 年	・ ガイドラインの検討	・ 委員会の第二次コミュニケ	・ ﾕﾆﾊﾞｰｻﾙ･ｻｰﾋﾞｽ義務確認 ・ 市場開放の準備		・ ｺｼﾞｪﾈﾚｰｼｮﾝ指令発効	
2004 年	・ ガイドラインの採択 ・ 協調的混雑管理のﾊﾟｲﾛｯﾄ･ﾌﾟﾛｸﾞﾗﾑ実施	・ 共謀を減少させるための市場設計の確認	・ 供給者変更の誠実な実行 ・ パンフレットの公表	・ 認証手続きのレビューと比較	・ 再生可能エネ指令の進捗レポート(欧州委員会)	・ その他の阻害要因のレビュー
2005 年	・ TSO 混雑収入に係わる第一次レポート ・ インバランス市場の統合に係わるフィージビリティー･スタディ	・ CEER のインフラ戦略ペーパー公表 ・ NRA 市場監視行動規約策定 ・ 望ましい市場構造の目標設定	・ 標準供給者ライセンスの審査	・ 共通アプローチの分析 ・ EU 全体での需給見通し	・ 共通アプローチに係わる提言 ・ 排出量取引開始	
2006-2008 年	・ 全地域市場内で市場分割方式の導入 ・ 当日市場･インバランス市場の統合	・ 送電設備プロジェクト実施		・ 緊急時対応の行動規約策定 ・ アデカシーへの共通アプローチの採択		
2008-2015 年	・ 地域市場の段階的統合化	・ 送電設備プロジェクト実施			・ 排出量取引第 2 フェーズ開始	

＜参考文献＞

ETSO,”Cross-border Tariffs for the Internal Market of Electricity in Europe (IEM)”、2000 年 3 月 19 日

ETSO、”ETSO Proposal improves conditions power market”, 2001 年 10 月

欧州委員会、"Infrastructure: the Energy Dimension"、2001 年 12 月

EURELECTRIC、”Towards a pan-European Energy Market: Electricity Sector Reform in the Candidate Countries, Balkan Countries and the Russian Federation ”、2002 年 6 月

欧州委員会、”CONGESTION MANAGEMENT IN THE EU ELECTRICITY TRANSMISSION NETWORK – STATUS REPORT”、2002 年 9 月

欧州委員会、“Strategy paper – outline、Medium term vision for the internal electricity market”、2002 年 10 月

欧州委員会、“ Second Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market (updated report incorporating Candidate Countries) ”、2003 年 4 月

欧州委員会、” DISCUSSION DOCUMENT Congestion Management”、2003 年 6 月

欧州委員会、”DISCUSSION DOCUMENT Harmonization of Network Access Charges”、2003 年 6 月

欧州委員会、” STRATEGY PAPER MEDIUM TERM VISION FOR THE INTERNAL ELECTRICITY MARKET”、2003 年 6 月

UCTE、”Transforming UCTE Rules and Recommendations into binding Security and Reliability Standards”、2002 年 10 月

ETSO、”Congestion Management- Moving forward alongside the ETSO Vision”、2002 年 10 月

ETSO、”ETSO proposal for 2003 CBT Mechanism”、2002 年 10 月

ETSO、“ETSO Position Paper on Locational signals and European Transmission Charging”、2002 年 10 月

ETSO、“Comments on Average Participation method”、2002 年 10 月

ETSO、”Transparency and Data Publication - Role of ETSO”、2002 年 10 月

ETSO、” Principles of an inter-TSO compensation or cross-border trade mechanism (CBT) for 2004”、2003 年 7 月

ETSO、” ETSO comments on the European Commission’s Discussion document « Harmonization of Network Access Charges »”、2003 年 7 月

CEER、”Principles on the management and allocation of available transfer capacity of interconnections”、2002 年 10 月

CEER、”Inter-TSO Compensation Mechanism: a model for the longer term”、2002 年 10 月

CEER、”Inter-TSO Compensation Mechanism: locational signals”、2002 年 10 月

CEER、”The Role of Regulation in Security of Supply and the CEER Approach”、2002 年 10

月
CEER、”Transparency of network access and system development”、2002 年 10 月
フローレンス電力規制フォーラム第 3 回～第 10 回”Conclusion”
欧州委員会、”The Internal market for Electricity ：The Florence process”ホームページ、
http://www.europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/florence/index_en.html
CEER ホームページ、http://www.ceer-eu.org/
ETSO ホームページ、http://www.etso-net.org/
UCTE ホームページ、http://www.ucte.org/
GEODE ホームページ、http://www.geode-eu.org/
EuroPEX ホームページ、http://www.europex.org/pages/943372/index.htm
EUROELECTRIC ホームページ、http://public.eurelectric.org/Content/Default.asp?
EFET ホームページ、http://www.efet.org/

第3章　EUにおけるガス市場自由化の概要[10]

ガスグループ　長谷川秀夫

1．欧州各国の自由化動向等

○　EU委員会では年に1回程度、欧州各国の自由化概要について横断的な評価・レポート（Benchmarking report）作成を実施しており、2003年4月にはEU新規加盟国も含めた改訂版レポートが発表されている。

○　前回レポート（2002年10月1日発表分）と比較した場合、自由化範囲・独立規制機関設置の観点では、次の特徴がある。

(1)イタリア、スペインが全面自由化予定（2003年から。**表1参照**）
(2)フランスが独立規制機関の組織改編（CRE）により、ガスの分野も規制下に

また、輸送パイプラインの託送料金体系についてみると、次のような変化がみられる。

(3)オランダが距離依存型の料金体系から、Entry Exit注方式に変更
(4)フランスについては記述が無いが、オランダと同様にEntry Exit方式への移行が独立規制機関CREから提唱
(5)ドイツについても、同国ガス事業者BEB等がEU委員会との協議でEntry Exit方式の採用を決めている。

注：Entry-Exit 方式　託送をおこなう場合のガス受入地点／払出地点でそれぞれ独立に使用料金が決定される方式（**表 2 参照**）。

表 1　各国のガス事業自由化の概略

	市場開放度	自由化対象ガス需要規模	全面自由化年次	輸送導管のアンバンドリング	ネットワークアクセス
オーストリア	100%	―	2003	法的分離	規制ベース
ベルギー	59%	5mcm	2003-2006	法的分離	規制ベース
デンマーク	35%	25mcm	2004	法的分離	規制ベース
フランス	20%	25mcm	2007	会計分離	規制ベース
ドイツ	100%	―	2000	会計分離	交渉ベース
アイルランド	82%	2mcm	2005	運用分離	規制ベース
イタリア	100%	―	2003	法的分離	規制ベース
ルクセンブルグ	72%	15mcm	2007	会計分離	規制ベース
オランダ	60%	1mcm	2003	運用分離	規制／交渉並存
スペイン	100%	―	2003	所有分離	規制ベース
スウェーデン	47%	35mcm	2006	会計分離	規制ベース
英国	100%	―	1998	所有分離	規制ベース

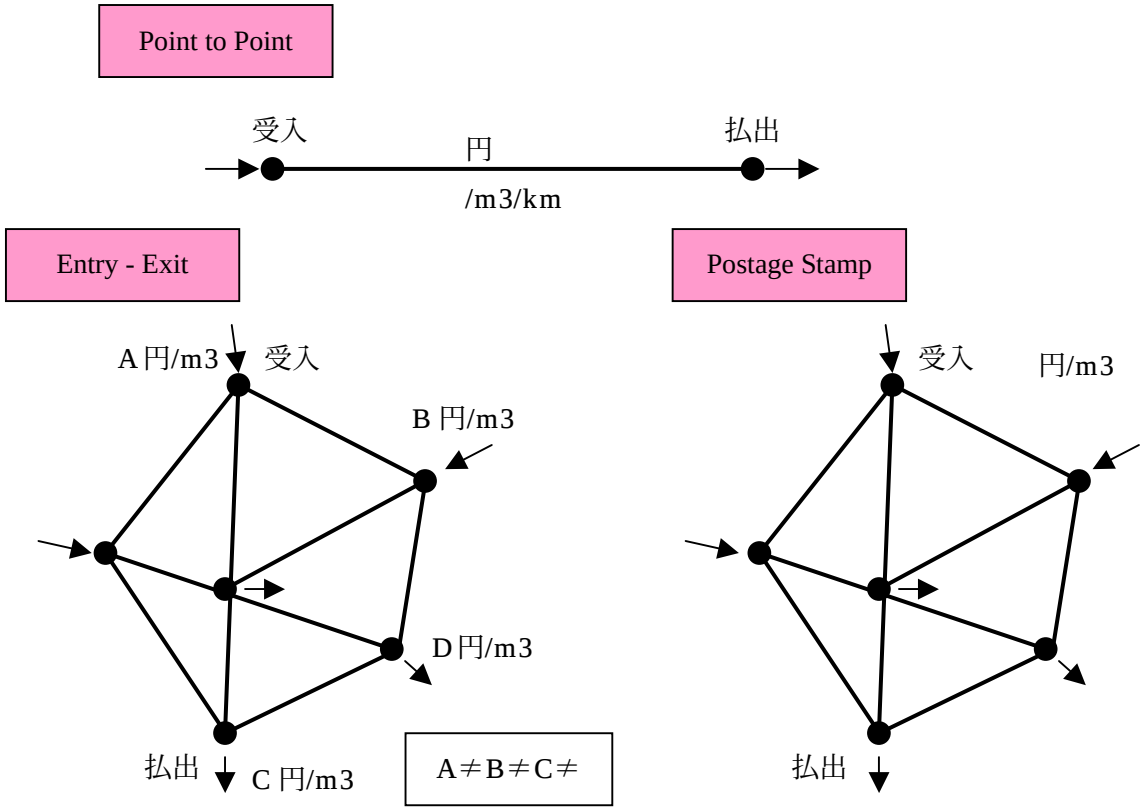
注：自由化対象ガス需要規模は、年間消費量の数値である。
　EU新規加盟国であるエストニア、ラトヴィア、リトアニア等は除外している。
　フィンランド、ギリシャ、ポルトガルはEU指令の適用除外となっている。
（出所）EU Commission Staff Working Paper, “Second Working benchmarking report on the

[10] 本章の内容は主に「Second Working benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market」（European Commission, 2003）を参照している。

implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)”, 2003.4

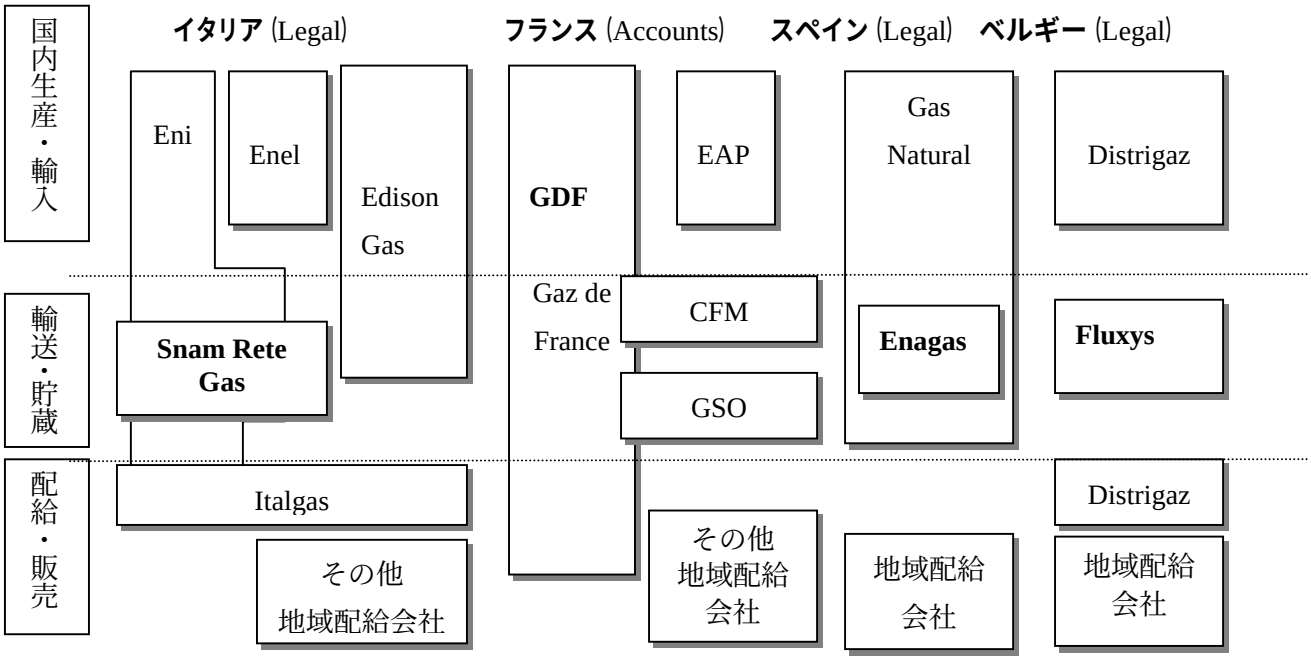
表2 託送料金の特徴

託送料金種別	採用国	特　徴
Point to Point 又は”Distance”	下記以外の国	・受入地点と払出地点間の距離に依存する。 ・コストと料金の関係が明確。 ・パイプラインネットの延長が長い場合、ネットワークが単純（受入・払出地点が予測可能／流れ方向が一定）である場合に有効。 ・同一ルートでオペレータが競合している場合、その比較が容易。
Entry - Exit	アイルランド イタリア オランダ 英国 フランス（予定） ドイツ（BEB 等が予定）	・ガスを受入、払出す地点によって料金が決まる。受入地点と払出地点の料金は独立しており、また輸送距離には依存しない。 ・ネットワークが複雑（受入・払出地点が予測不可能）である場合に有効。 ・イギリスでは受入地点に入札制を導入し、混雑度合いに応じた課金を行っている。
Postage Stamp 又は ”Postalized”	デンマーク、スペイン、スウェーデン、リトアニア、ポーランド、スロバキア、スロベニア、ルーマニア、ブルガリア	・受入／払出地点、距離に拠らず、ある地域内で均一の料金。 ・パイプラインネットワークが限定的（広がりが小さい／延長が短い）である場合に有効。



（出所）EU DG TREN 資料よりエネ研作成

図 1　欧州諸国のガス事業構造の例



注）フランスの EAP は TotalFinaElf 子会社、CFM・GSO は GDF と TotalFinaElf の共同出資会社
法人分離の場合、資本関係があってもよい
(出所)IEA, Energy Policies in OECD countriesなどよりエネ研作成

2.現行の欧州ガス事業自由化に関する懸念事項

○　各国の自由化進捗状況の違いは、いうまでもなく欧州の統一ガス市場を形成するにあたっての課題であり、欧州ではEU指令の改正により全面自由化へのスケジュールを前倒しする方向にある（後述、**3.EU Gas Directiveに関する流れ 参照**）。

○　その他、EU委員会は欧州ガス事業自由化に関する懸念・課題として、次の5項目をBenchmarking reportで指摘している。

(1)託送料金の構成および託送料金水準の相違・格差（**図2 参照**）

EUやGTE（Gas Transmission Europe※）のケーススタディーでは、距離比例型の料金を採用している国々については、託送料金が高くなる危険性が指摘されている。

※GTE：欧州においてパイプライン･LNGターミナルを保有する事業者協会

(2)国家あるいは地域をまたがるパイプラインの託送料金の考え方

パンケーキの発生や、規制ベースでない相対交渉にもとづく料金設定により、新規参入者にとって参入障壁あるいは内部相互補助の懸念要因となりうる）

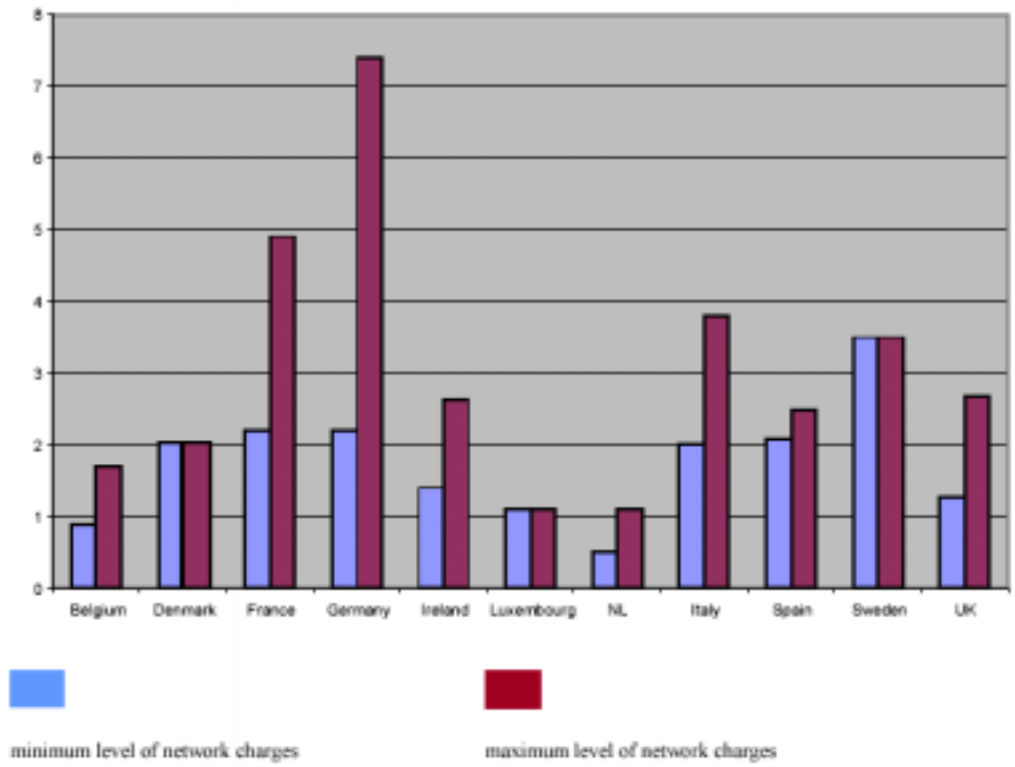
(3)天然ガスインフラの利用可能容量に関する情報の透明性・有用性（**表3 参照**）

(4)ガスの生産・輸入行為の寡占状態（旧国営企業の占めるシェアが依然高い。**表4 参照**）。

(5)ガスの地下貯蔵システムを利用した需給調整サービスの未整備・硬直性（市場参入にあ

たって障壁となりうる。**表5 参照**）

図2 託送料金の各国比較（大口需要対象。€/MWh ）



（出所）EU Commission Staff Working Paper, “Second Working benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)”, 2003.4

表3　パイプライン利用容量の開示に関するGTEの取り組み(事業者パイプラインどうしの接続部分の空き容量　Traffic Light System)

Edition : April 2003 (updated 28/05/2003)

	Nr map	Location	from	to	max. hourly flowrate in Mio Nm³/h	code
		= Firm capacity available on the primary market				
		= Firm capacity available on the primary market depending on size of request				
		= Only very limited or no capacity available on the primary market				
		Note: All data is indicative, please contact the transmission companies for details.				
	1A	Zeebrugge ZPT	Gassco (N)	Fluxys (B)	1,60	
	1B	Zeebrugge IZT	Interconnector(UK)	Fluxys (B)	2,30	
	1C	Zeebrugge IZT	Fluxys (B)	Interconnector(UK)	1,00	
	1D	Zeebrugge LNG	LNG	Fluxys (B)	0,87	
	2A	Zelzate Zebra	Fluxys (B)	Zebra (NL)	0,70	
	2B	Zelzate GTS	Fluxys (B)	GTS (NL)	0,50	
	3	Hilvarenbeek	GTS (NL)	Fluxys (B)	2,40	
	4	Obbicht	GTS (NL)	Fluxys (B)	0,20	
	5	's Gravenvoeren	GTS (NL)	Fluxys (B)	1,10	
	6A	Eynatten	Fluxys (B)	WINGAS (D)	0,23	
	6B	Eynatten	Fluxys (B)	Ruhrgas (D) / Thyssengas (D)	0,75	
	7	Bras	Fluxys (B)	SOTEG (Lux)	0,19	
	8	Petange	Fluxys (B)	SOTEG (Lux)	0,06	
	9A	Quévy (H)	Fluxys (B)	GDF (F)	1,10	
	9B	Taisnières (L)	Fluxys (B)	GDF (F)	0,95	
	9C	Blaregnies (H)	Fluxys (B)	GDF (F)	0,95	
	10	Bocholtz	GTS (NL)	Ruhrgas (D)	1,43	
	11A	Zevenaar	GTS (NL)	Ruhrgas (D)	2,53	
	11B	Zevenaar	GTS (NL)	Thyssengas (D)		

(出所) GTE　ホームページ

表4 各国における天然ガスの生産･輸入に関与する企業数およびそのシェア等

	天然ガスの国内生産比率	天然ガスの輸入依存率	最大事業者の取り扱うガスのシェア	ガスリリース･プログラムの実施	ガスハブの有無
オーストリア	22%	78%	80%	Yes	有
ベルギー	0%	100%	N.A.	No	有
デンマーク	100%	0%	90%	No	無
フランス	4%	96%	90%	No	無
ドイツ	18%	82%	54%	計画中	有
アイルランド	19%	81%	N.A.	No	無
イタリア	19%	81%	75%	Yes	無
ルクセンブルグ	0%	100%	100%	No	無
オランダ	80%	20%	80%	No	有
スペイン	3%	97%	75%	Yes	無
スウェーデン	0%	100%	100%	No	無
英国	100%	0%	50%(推定)	Yes	有

注
・ガスリリース・プログラム：ガスの輸入・生産における寡占状況を解消する、すなわち既存事業者の市場シェアを一定値以下に下げることを規定し、シェア以上の調達ガスは第三者に譲渡する仕組み。イタリア（Eni）、スペイン（Gas Natural）で導入。またドイツ（Ruhrgas、E.Onとの合併の条件として）で検討が進んでいる。
・EU新規加盟国であるエストニア、ラトヴィア、リトアニア等は除外している。
（出所）EU Commission Staff Working Paper, “Second Working benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)”, 2003.4

表5 ガス貯蔵システムの概要

	貯蔵システムの数	貯蔵容量（百万m3）	払出能力（百万m3/日）	TPAの可否
オーストリア	5	2,200	24	可
ベルギー	2	580	22	modulationのみ※
デンマーク	2	810	25	可
フランス	15	11,100	0	modulationのみ※
ドイツ	42	19,099	438	可
アイルランド	0	0	0	不可
イタリア	10	15,500	280	可
ルクセンブルグ	N.A.	N.A.	N.A.	不可
オランダ	3	2,500	145	可
スペイン	2	1,500	11	可
スウェーデン	0	0	0	
英国	9	3,660	140	可

注
・「TPAの可否」の箇所で「modulationのみ」とは、パイプライン事業者によって提供される需給調整サービスで第三者が任意に利用できる訳ではない。
・EU新規加盟国であるエストニア、ラトヴィア、リトアニア等は除外している。
（出所）EU Commission Staff Working Paper, “Second Working benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)”, 2003.4

表 6 既存事業者からの供給者切り替え状況

	認可された供給者（サプライヤー）の数	最大規模の供給者のシェア	大口需要家の供給先転換割合	小規模業務用･家庭用需要家の転換割合
オーストリア	25	N.A.	<2%	―
ベルギー	5	95%	N.A.	―
デンマーク	4	92%	2-5%	―
フランス	26	95%	20-30%	―
ドイツ	740	N.A.	<2%	<2%
アイルランド	N.A.	N.A.	20-30%	―
イタリア	750	40%	10-20%	2-5%
ルクセンブルグ	6	85%	5-10%	―
オランダ	20	N.A.	30-50%	―
スペイン	30	70%	20-30%	―
スウェーデン	7	100%	<2%	―
英国	93	50%	>50%	30-50%

注

・EU新規加盟国であるエストニア、ラトヴィア、リトアニア等は除外している。

（出所）EU Commission Staff Working Paper, “Second Working benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (updated report incorporating Candidate Countries)”, 2003.4

3.EU Gas Directiveに関する流れ

○　1998 年に発効した EU ガス指令の内容は、各国の自由化スケジュールを加速することを主たる目的として欧州委員会、欧州閣僚理事会、Madrid Forum で検討が続けられてきた。2003 年の 6 月 2 日および 6 月 4 日には欧州統一市場に関する電力・ガスの修正指令に関する議論および投票が欧州議会において実施され、電力・ガス市場に関連する一連の政策が可決された。

○　修正ガス指令の概要は、次の通りである。

(1)2004 年 7 月までに家庭用を除く自由化。2007 年 7 月までに全面自由化

(2)輸送会社と配給会社のアンバンドリング（法人分離）

※ただし、配給会社が小規模になり財務的にあるいは管理面での負担が大きくなる場合は、適用除外とすることができる。

(3)PSO（Public Service Obligation）の担保と消費者保護

PSO：具体的にはガス供給・ガス品質・ガス供給価格の安定性、エネルギー効率の向上、環境保全など広範な内容を指す。

(4)ガス貯蔵システムへの第三者アクセスの促進

(5)その他（各国の天然ガス需給バランスのモニタリング、独立規制機関の設置、新設天然ガスインフラの第三者アクセス適用除外　など）

注）1998年以降の概要については後述、**EU修正指令成立までの流れ（主にガス）**を参照のこと。

EU 修正指令成立までの流れ（主にガス）

・2008 年までに国内消費の 33%以上を自由化
・天然ガスパイプライン、LNG ターミナル、貯蔵設備への第三者アクセス制度の整備
・機能ごとの会計分離

年　次	概　　要
1998 年 8 月	EU Directive 指令発効
2000 年 8 月	各国国内法整備期限 フランス、ドイツ、ルクセンブルグ（2001 年 6 月国内法整備済）が未達成
2001 年 3 月	ストックホルム欧州理事会（European Council） 「改正 EU ガス指令」を提案。フランス、ドイツによる反対 EU 委員会の提案：家庭用以外の需要家は 2004 年 1 月までに自由化 家庭用需要家を含む完全自由化　2005 年 1 月 →欧州理事会は 2007 年 7 月に延期の方向
2001 年 7 月	EU 委員会による欧州自由化評価レポート作成（DRI-WEFA[11]への委託調査） ※国別の TPA の状況など主に各国市場の参入障壁の程度について評価（シッパーの視点）
2001 年 12 月	EU 委員会（DG TREN）による自由化の評価レポート ※国別の自由化状況、TPA 制度の整備状況などの比較レポート
2002 年 2 月	第 5 回マドリッドフォーラム（規制機関、事業者、市場参入者等が参加） *※ガス市場・制度の方向性を議論する場で、法的拘束力は無い*
2002 年 3 月	欧州議会（European Parliament）、EU 委員会の EU 指令修正提案（2001 年 3 月）を一部承認
2002 年 3 月	バルセロナ欧州理事会 改正 EU ガス指令を再度議論。2002 年中に改正案を取纏める方針で合意
2002 年 6 月	EU 委員会、修正指令に関する再提案
2002 年 10 月	第 6 回マドリードフォーラム
2002 年 11 月	欧州エネルギー閣僚理事会 2004 年 7 月に家庭用以外の自由化、2007 年 7 月に全面自由化に関して合意（フランスも最終的に合意）
2003 年 6 月	欧州議会（フランス、ストラスブール） 改正 EU 指令に関する一連のパッケージ政策が承認（含む Trans-European Energy Networks）

欧州理事会：通常の立法作業は欧州閣僚理事会が担当するが、高度な政治判断が要求される事項について審議され、立法機能として最も上位に位置する。定例会議は 6 月、12 月の年 2 回。これ以外に必要に応じて臨時会議が招集される。

[11] Data Resource Institute Warton Econometric Forecasting Associate

欧州閣僚理事会：EU 各国の閣僚級代表により構成される立法機関。審議案件毎に財務省理事会、外相理事会、農相理事会など分野ごとに開催。
欧州委員会：各国間の調整や欧州域内全体に及ぶ政策の調整、閣僚理事会に対する法案を提出、EU 諸規則の適切な運用のチェックなどをおこなう。

欧州議会：諮問機関という位置付けであり、通常の立法業務である法令審議はおこなわれるが、ほとんどがその機能としては単に承認するだけで、法案の実質的な審議は欧州閣僚理事会や欧州理事会でおこなわれている。

図 3 欧州の組織図（除 欧州司法裁判所）

立　法	行　政	諮　問　機　関
欧州理事会 （European Council） 欧州閣僚理事会 （Council of Ministers）	欧州委員会 （European Commission）	欧州議会 （European Parliament）

（出所）中山文麿「EU の意思決定はどのようにおこなわれているのか」、伊藤忠 HP

4.Madrid Forumにおける議論

○　Madrid Forum は EU 委員会、各国規制機関、ガス事業者（含む事業者団体）、トレーダー、需要家代表などがガス政策の方向性について年 1～2 回程度議論をおこなう場であり、法的な拘束力はない。

○　最近実施された 2002 年 10 月の会合内容をみると、託送に関連する料金構造やパイプライン等のインフラの容量情報開示方式、容量割当てなどの事項の他に、パイプラインの相互運用に関する技術的課題やガス取引ポイント（ハブ）の形成、生産者との対話など多岐にわたって議論がなされている（**表 7 参照**）。

表 7　第 6 回マドリードフォーラム（2002.10）の要点

全般	・ガス指令導入後も依然存在する参入障壁の改善が必要。 ・2001 年 12 月の第 1 回 Benchmarking Report 時点から、ガスは電力に比べ自由化が進捗していない。 ・託送料金の仕組は Entry-Exit 方式が適当（Brattle Group のレポートより）
託送料金の構造	・ネットワークと付帯サービスに対する非差別的なアクセス。 ・内部補填やパンケーキ問題を排除したコストベースのガス輸送料金構造（特に国をまたがるパイプライン輸送に関して）。 ・市場の流動性向上とガス対ガス競争の促進。 ・高レベルの透明性の確保。 ・各国の市場特性の考慮が必要（特に事業者）。 ・適切な投資インセンティブを与えること。

	・国際取引の活性化に寄与。 ※規制当局、需要家、トレーダーは「Entry-Exit」型の料金構造が好ましいという点で合意。
容量情報の開示	・ネットワーク情報に対する非差別的アクセスの確保。 ・規制当局と需要家、トレーダーは、容量情報開示に関するガイドラインをもとに各国ガス事業者が容量情報を開示するよう要請している。
託送サービスのガイドライン	・以下を目的として盛り込んだ TPA サービスのガイドライン案を作成。 ①パイプラインの混雑管理と容量の割当方法の改善 ②中断可能契約の導入による TPA の流動性確保 ③容量の再販、容量契約期間の多様化
その他	・技術面でのパイプラインの相互運用 ・ガスの取引ポイント（ハブ）の形成 ・ヨーロッパへのガス供給ポテンシャルおよび EU とロシアのエネルギー対話 など

（出所）EU 委員会 HP よりエネ研作成

5.欧州における天然ガスセキュリティーに関する議論

○　欧州は2020年には天然ガスの域外依存率が現行の40％から70％程度まで高まると想定されており、EU委員会では石油および天然ガスに関して、戦略備蓄を含むセキュリティー対策の提案を2002年9月におこなっている。

○　しかしながら、欧州閣僚理事会は、供給セキュリティーの問題は重視しているものの備蓄義務に関しては慎重な対応が必要であるとし、制度化には反対の姿勢である（**表8参照**）。

表8　天然ガスセキュリティーに関する最近の議論・トピック

	概　　要	出所
EU 委員会エネルギーセキュリティー確保のための戦略備蓄検討	EU DG TREN（Directorate General Transport and Energy。EU 委員会の交通&エネルギー部門）は石油および天然ガスの備蓄に関するスキームを更新することを決定した。 現在、石油は 70%、天然ガスは 40%それぞれ輸入に依存しているが 2020 年にはそれぞれ 90%、70%が外部に依存することとなる。これに対して、石油は 40 日間の備蓄。天然ガスは貯蔵天然ガスの利用および中断可能契約需要家の供給停止といった措置での対応を図ることを前提に EU 諸国同士の協調措置をとっている。 詳細は、下記サイトにてダウンロード可能だが、内容的には 7 月に英国 Royal Institute of International Affairs の Jonathan Stern が執筆した security レポートの内容と類似していると考えられる。 ポイントは、EU レベルでの共同実施であり、内容的には ・国際的な石油・ガス市場の進展に関するモニタリング ・これら市場の発展が、セキュリティー・安定供給に与える影	EC moves towards US-style strategic gas and oil reserves 9.13 GMT Royal Institute of International Affairs HP

	響の評価 ・備蓄レベルのモニター（ガスは 60 日分の備蓄が提唱） ・マーケットの実勢を踏まえた信頼性の高い価格指標の作成 ・産油・ガス国との緊密な対話 等が挙げられている。 http://europa.eu.int/comm/energy/home/internal_market/oil_gaz/index_en.htm	
EU（ガスのセキュリティーに関して）	5/14 のギリシャでのエネルギー閣僚理事会において、EU 委員会で提案されたセキュリティー確保策に関して、慎重な対応をすべきとのまとめがなされた。 ギリシャ開発相の Mr. Apostolos は、市場の調和の取れたルールは、最低限のガス供給基準のみを規定したものであるべきとし、「市場の力」はガスの供給セキュリティーおよび供給セキュリティーの義務を担保するような取引の場を十分に提供するもの、と断じている。	No to EU stock rule 5/28 WGI http://ue.eu.int/pressData/en/trans/75771.pdf
IEA など（天然ガス Security の問題）	IEA の CEO である Mr. Calude Mandil は、今後も事業者、各国政府、（ガス）生産国／消費国間でのエネルギーセキュリティーに関する対話を継続すると表明※1。 同 CEO は（天然ガスに関する）セキュリティー確保においては、 ①市場障壁を撤廃する ②国家間パイプライン／LNG 取引を活性化する ③生産者との対話改善（ex.ガス再販の問題） が必要としている。 ※1 2003 年 4 月 28～29 日にパリで IEA 加盟 26 ヶ国によるエネルギーセキュリティーに関するフォーラムが実施されている。	Europe split on security of supply 6/30 UK Gas Report

（出所）Gas Matters Today、UK Gas Report、EU Council HPよりエネ研作成

第４章　EU の温暖化政策概要[12]

環境グループ　佐々木宏一

１．概要

EU における地球温暖化政策は、加盟国共通の政策と各国個別の政策とからなり、それらは協調することでより効果的となる。以下では EU として、あるいは加盟国としての改善目標は、いうまでもなく、京都議定書に定められている EU としての温室効果ガス削減目標である 2008-2012 年において 1990 年比 8%削減することであり、それを可能な限り効率的・合理的に実行することである。そのため、EU として共通の政策が検討・実行されている。具体的には以下の通りである。

○ EU 持続的可能な開発戦略：環境と社会と経済が調和した長期的発展を可能とすることを目的とした戦略で、経済と社会的発展による環境の悪化および資源の消費を環境に優しい新しい技術によって緩和できるように、政策決定者と市民の意識の変革を促すものである。

○ 第６次環境行動計画（EAP）：2001 年から 2010 年におけるＥＵの環境政策の主要な優先事項と目的および対策の詳細を明確化し、優先分野として、気候変動、自然と生物多様性、環境と健康、天然資源と廃棄物の４つをあげている。これらの優先分野における改善を目指し、より効果的な施策および革新的な解決策の必要性を強調している。

○ 部門別の環境と持続的な開発の統合：エネルギー、輸送、農業部門を横断した統合的な環境政策の策定を目的とし、各部門の個別の政策を全体的に評価を行い、優先順位、開発項目、スケジュール等の検討を実施。

○ 京都議定書の実施準備：京都議定書での温室効果ガス削減目標達成のための行動に関して、共通で協調された政策と制度を策定することにより、目標達成を確実に果たすことを目的としている。

○ 欧州気候変動計画（ECCP）：環境行動計画を実行するための環境政策と経済効果的政策を策定する目的で作成され、エネルギー、輸送、産業、研究および農業と、EU 域内の排出量取引について、多くの関係者の意見を取り入れて経済効率的政策を提案し、その実施結果について評価を行う。

○ EU エネルギー効率改善行動計画：産業部門におけるエネルギー効率改善の目標である毎年 1%削減を達成するための政策を統合的、合理的に提案し、実行するための行動計画。

○ 柔軟性措置：京都議定書で認められた、排出量取引制度や CDM/JI による柔軟性と他の政策との協調を図り、経済効率的に温室効果ガスを削減することを目的として検討を行

[12] 本章の内容は、主に「Third communication from the European Community under the UN Framework Convention on Climate Change」（European Commission, 2001）を参照している。

っている。

２．EU における部門ごとの温暖化対策

（１）エネルギー部門政策

エネルギー部門の温室効果ガス排出量は非常に多く、電力の効率的使用と需要管理が重要である。そこで、エネルギー部門における主な戦略として

- 需要管理：省エネルギーの推進
- 再生可能エネルギー：電力における再生可能エネルギー導入の推進
- エネルギー税：価格効果による需要抑制

が挙げられ、エネルギー部門における政策と対策の一覧を以下に示すが、このうち EU 域内排出量取引など EU 全体として実施するものと、バイオ燃料導入など EU 域内での政策方針を加盟各国の制度として実施するものがある。

政策	目的／活動効果	対象温暖化効果ガス	方法	状況	対象者	削減見込み量（年断面、累積ではない）－Mt-CO2		
						2000	2010	2010以降
バイオマス燃料促進指令	環境に優しい液化およびガス化バイオ燃料の使用量の増加	主にCO2	統括指令の提案	2001.7に採択	EU/加盟国		以下に含入	35-40（価格€100/t-CO2）
再生可能エネルギーによる熱製造の促進		主にCO2		2002年に計画	EU/加盟国		以下に含入	
CHP政策－コミュニケーション	2010年までにCHPによりEU内の電力の18%をまかなう	主にCO2	統括指令	指令2002年に計画	EU/加盟国			1-12（価格効果的） （53-64）（価格€20/t-CO2の場合） 65（全体可能性）
CO2固定化	革新的技術の促進	CO2	研究開発		EU			（50）（価格€20/t-CO2の場合）
EU排出量取引指令	EU排出量取引制度の設立	CO2	規制	2001.10に採択	EU/加盟国			
行動計画”飛躍キャンペーン”	2010年までに1次エネルギー供給の12%を再生可能エネルギーによりまかな	主にCO2		実施	EU/加盟国			
消費者利用機器の最低効率要求				2002年に提案計画				
発電における再生可能エネルギーの促進指令	2010年までに再生可能エネルギーによる1次エネルギー供給を増加	主にCO2	統括規制	採択	EU/加盟国		126 （74）（価格€20/t-CO2の場合）	
2005年までに電力およびガス市場の完全自由化指令	EU内での自由化エネルギー市場創設の促進	主にCO2	統括合意の提案	2001.3に提案を採択	EU/加盟国			88（クリーンコールからガスコンバインド発電による63Mtを含む） (125)（価格€20/t-CO2の場合）
エネルギー需要管理指令			指令	2002年に提案計画				
エネルギー産業からのメタン削減促進	パイプラインからのメタン漏洩削減の継続と炭鉱からのメタン削減促進	CH4	自主協定	発行予定	EU/加盟国	34		3
ALTERNER（再生可能エネルギー利用促進）計画	再生可能エネルギー利用促進	主にCO2	技術開発	1998-2002実施	EU			
CARNOT（固体燃料のクリーンかつ効率的利用）計画	固体燃料のクリーンかつ効率的利用促進のための技術計画	主にCO2	技術開発	1998-2003実施	EU			
E2MAS（エネルギー効率管理および監査制度）								

（２）民生部門

民生部門は最終エネルギー需要の約４０％を占めており、中でも暖房利用の占める割合が大きい。そこで、民生部門における主な戦略として

・ 省エネルギーの推進

・ 建物の性能改善

が挙げられ、民生部門における政策と対策の一覧を以下に示すが、このうちエネルギースター計画*などのように製造者が実施する対策や、エネルギーラベリング**などのように加盟各国の制度として実施しているものがある。

政策	目的／活動効果	対象温暖化効果ガス	方法	状況	対象者	削減見込み量（年断面、累積ではない）ーMt-CO2		
						2000	2010	2010以降
消費者利用電子･電気機器の最低効率要求統括指令	自主協定によるエネルギー効率目標向上の誘導	CO2	指令	2002年に計画	EU/加盟国			
エネルギーラベリング指令の見直し	消費者への追加的･効率的情報の提供	CO2	指令	2003年に計画	加盟国			10
2005年までに小型蛍光灯の販売増加に関するランプメーカーとの合意	エネルギー効率的小型蛍光灯の販売促進	CO2	協定交渉	実施中	製造業者			7
エネルギースター計画	IT機器の消費エネルギー削減	CO2	自主協定	採択	製造業者			13
EEE（電気･電子機器の環境影響）指令の採択	電気･電子機器の環境への影響の最小化	CO2	指令	２００８年市場から機能することを２００３年に計画				
公共施設での高エネルギー効率品調達イニシアティブ	公共部門でのエネルギー効率的技術による需要制御	CO2	自主協定／指令 ”公共関係者のグリーン調達ハンドブック”による	2002年に計画	EU/加盟国		25-40 (5)（価格€20/t-CO2の場合）	
エネルギー需要管理指令	小口消費者向けエネルギー効率化サービス促進	CO2	指令	2002年に計画	加盟国（EUからのサポート）			40-55 (7)（価格€20/t-CO2の場合）
監査制度、最適実施例イニシアティブおよび自主協定	方法、表示、確認、ラベリング、ネットワーク、サポートの協調提供	CO2	非法律	試行中	EU			20-35 (4)（価格€20/t-CO2の場合）
技術調達イニシアティブ	調達利用の推進	CO2	非法律	試行中	EU			15-25 (3)（価格€20/t-CO2の場合）
加盟国サポート計画のためのEU提案またはガイドライン	低効率機器の置き換えスピードの増加、高効率機器導入のためのVATの低減化	CO2	非法律		EU			25
モーターチェンジ計画	モーター駆動装置のシステム最適化の促進	CO2	非法律	2002年に計画	EU			30
建物エネルギー性能指令	新築（一部既存）ビルのエネルギー性能改善	CO2	指令	採択 ２００４年までに加盟国による実施	加盟国	0	35-45 (6)（価格€20/t-CO2の場合）	
EUボイラー指令	最低ボイラー効率改善	CO2	規制	実施	加盟国	8	22	
家庭用品の最低エネルギー効率要求とラベリング	電化製品のエネルギー効率改善	CO2	規制	実施	加盟国	1.5-2	10-15	
TV、ビデオ、洗濯機の待機電力削減協定	待機電力削減と最低基準の底上げ	CO2	協定	実施	メーカー		4	
SAVE Ⅰ、Ⅱ（省エネ）計画	家電エネルギー効率改善	CO2	普及計画	実施	EC			

***:OA 機器の省エネルギー基準で、一定の省エネルギー基準をクリアした製品にエネルギースターロゴの表示が認められている（訳者注）**

****:製品が省エネ基準を達成しているかどうかをラベルに表示するものでラベルには省エネ基準達成率や年間消費電力量などの情報が表示されている（同上）**

（３）運輸部門

運輸部門は最終エネルギー需要の約３０％を占めており、また年々増加傾向にあるため、十分な対策を行う必要がある。そこで、運輸部門における主な戦略として

- 規制的政策による環境に優しい乗り物へのシフト
- 価格効果による公共交通機関へのシフト
- 公共交通機関への設備投資
- バイオ燃料指令***
- 自動車業界との燃費改善協定

が挙げられ、運輸部門における政策と対策の一覧を以下に示すが、多くの政策が EU と加盟各国の協調によるものであるが、特徴的な政策として EU と自動車製造業界との自主的合意があげられる。

政策	目的／活動効果	対象温暖化効果ガス	方法	状況	対象者	削減見込み量（年断面、累積ではない）ーMt-CO2			
						2000	2005	2010	2010以降
補助金政策		CO2	税金、ロードプライシング	準備中	EU/加盟国				17
軽商用車からのCO2削減に関する自動車業界との環境合意	軽自動車からの平均CO2排出量削減	CO2	自主協定	準備中	EU/加盟国				(5-10)（価格€20/t-CO2の場合）
整備課金	すべての交通手段へ整備のための課金	主にCO2	統括指令	準備中	EU/加盟国				40-60
乗客車と燃料び技術改善	カーエアコン、燃料代替等、環境カー指向（ACEA合意の外）	主にCO2	多種		EU/加盟国				(40)（価格€20/t-CO2の場合）
モーダルシフト	道路および空路輸送から鉄道および海上輸送へのシフト	CO2	指令／規制／基金	提案	EU/加盟国				
バイオ燃料の導入	バイオ燃料比率の増加	主にCO2	補助金	2001.10提案	EU/加盟国			35-40	
欧州、日本、韓国自動車メーカーとの自主協定	2008/2009年までに新車の平均CO2排出量を140g/kmへ削減（９０年代中の２５％減）	CO2	自主協定	実施	EUと自動車産業団体	6-768	31	82	
大気浄化法（自動車燃料I,II等）	排気（オゾンホール物質等）に関する規制および研究	オゾン物質	規制	実施	EU/加盟国				
大気浄化法指令	自動車用燃料中の硫黄分50ppm以下	CO2、O3生成物質	規制	実施	EU/加盟国				
自動車ラベリング指令	自動車購入者のためのCO2排出量表示	CO2	ラベリング	採択	EU/加盟国＋研究所				
共通輸送政策の見直し	持続可能な開発の統合	主にCO2	戦略	準備中	EU/加盟国			135	
航空機輸送と環境に関する対話	気候変動のための航空機輸送の増加対策	CO2	対話戦略	採択	EU/加盟国				
クリーン都市輸送対話		CO2	戦略	準備中	EU/加盟国				
自動車チャレンジ計画イニシアティブ									

*****:輸送燃料として、バイオ燃料やその他の再生可能燃料の使用を促進することを目的とした指令でバイオ燃料の使用増加について指示的目標を設定したもの（訳者注）**

（4）工業プロセス部門

工業プロセス部門は、最も対策が進み温室効果ガス削減が進んでいる部門である。そのため、今後も引き続き排出削減を推進して行くことが重要である。そこで、工業プロセス部門における主な戦略として

・ 総合的汚染防止管理（IPPC）指令
・ 省エネルギー行動計画
・ 自主協定

が挙げられ、産業部門における政策と対策の一覧を以下に示すが、多くの政策が EU と加盟各国の協調によるものであるが、特徴的な政策として加盟各国と業界団体との自主的合意があげられる。

政策	目的／活動効果	対象温暖化効果ガス	方法	状況	対象者	削減見込み量（年断面、累積ではない）－Mt-CO2		
						2000	2010	2010以降
工業プロセス ・エネルギー集約産業界との長期協定 ・包括的エネルギー監査および管理規定（E2MAS） ・既存IPPC指令の採用	・エネルギー集約産業における低エネルギー効率の旧型製造施設の更新 ・主要製品製造以外でのエネルギー効率化	主にCO2	協定および規制	提案 ・2001-2002 ・2001-2003 ・2002	EU/加盟国			40 (60)（価格€20/t-CO2の場合）
フッ素ガス ・フッ素ガス改善封じ込め統括指令 ・他のEU政策とのリンク（IPPC,WEEE,自動車廃棄） ・自主協定 ・代替物質の開発 ・分野ごとの最適利用	監視、検証の改善、封じ込め、市場の改善および使用制限	HFC、PFC、SF6	規制および協定	提案 ・2002 ・2001-2002 ・2002 ・2002	EU/加盟国		30 (20)（価格€20/t-CO2の場合）	
RRM（再生可能原材料） ・CAP（共通農業政策）によるRRMからの供給確保 ・研究／補助金の促進 ・EU基準／公共グリーン調達による市場の助成 ・EUエコラベル制度による消費者の意識向上 ・白書およびベンチマークによる政策戦略の開発 ・排出量取引制度でのRRMの包含	RRMの利用拡大の促進	主にCO2	研究、消費者への情報提供、助成		EU			
自主協定 ・良い実施例の統括ガイドライン ・EUレベルの統括自主協定（可能であれば指令）	政策の一手段としての自主協定の促進と最適実施例の促進	全て	協定	・ガイドライン提案2002 ・指令2003	EU、産業界、加盟国			
政策行動計画－IPPC（統合的汚染防止管理）指令	工場からの大気排出許可に関する統合	全て	規制	加盟国にて実施	EU/加盟国			
政策行動計画－自主協定	廃棄物の回収率上昇	全て	統括		EU/加盟国			
政策行動計画－EMAS（環境管理監査制度）	環境監査	CH4	自主協定	実施	EU/加盟国			

（5）農業部門

農業部門における主な戦略として

・ バイオマスの利用促進

・ 森林の管理／有効利用

が挙げられ、農業部門における政策と対策の一覧を以下に示すが、このうち加盟国単位で実施されているものは CAP（共通農業政策）における農村開発政策であり、EC として実施されているものは CAP における市場政策、森林戦略などである。

政策	目的／活動効果	対象温暖化効果ガス	方法	状況	対象者	削減見込み量（年断面、累積ではない）－Mt-CO2		
						2000	2010	2010以降
CAP（共通農業政策）（市場政策）	持続可能な農業	CH4、N2O	規制	実施	EC	20		28
CAP（農村開発政策）	持続可能な農業	CH4、N2O	規制	実施	加盟国			
森林戦略	持続可能な農業林業	CO2	規制	実施	EC			
その他森林政策	森林破壊の回避	CO2	規制	実施	EC			

（6）廃棄物管理

廃棄物からのメタンなどの排出が増えており、その対策が重要である。そこで、廃棄物における主な戦略として

・ 廃棄物埋立指令

・ 包装廃棄物指令

・ 廃車 (ELV) 指令

・ 廃電気・電子機器指令（WEEE）

・ 下水汚泥指令

が挙げられ、廃棄物における政策と対策の一覧を以下に示すが、すべての政策が加盟各国において実施・検討されているものである。

政策	目的／活動効果	対象温暖化効果ガス	方法	状況	対象者	削減見込み量（年断面、累積ではない）－Mt-CO2		
						2000	2010	2010以降
埋め立て指令	埋め立て廃棄物総量；埋立地ガスの回収	CH4	規制	200/1から加盟国により実	加盟国			34
包装廃棄物指令	包装廃棄物の回収率向上	CH4、CO2	規制	実施／見直し計画	加盟国			
廃車指令	自動車メーカーによる廃車の解体とリサイクルの承諾	CH4、CO2、ODSs（オゾン層破壊物質）	規制	実施	加盟国			
WEEE（廃電子・電気機器指令）	廃電子・電気機器の回収	CH4、CO3、ODSs	規制	計画	加盟国			
汚水・汚泥指令の見直し	汚水・汚泥の再利用	CH4	規制	計画	加盟国			

第 2 編　EU による長期エネルギー見通し

本編では、2003 年に欧州委員会が発表した「World energy, technology and climate policy outlook 2030 –WETO-」の内容について、要約・概説することとする。

第 1 章：全体の枠組み

1.1　基準シナリオ

○ 世界エネルギー技術見通し（WETO）の基準ケースは、今後 30 年間に渡って、経済ファンダメンタルズのみを主要因として、世界各地域のエネルギー需給の展開はどうなるかという一貫した絵を描くものである。ここでは、「Business and Technical Change as usual」という仮説･枠組みをベースとしており、これが今後のエネルギー需給および二酸化炭素の制約に対する EU 政策手段のベースライン（基準ケース）となる。

○ 従って、同ケースは、2000 年時点の実際に投資した設備や実際に法律で実施されている規制といった確定的な決定事項「Hard Decisions」から構成されており、2000 年以降の具体的なエネルギーまたは環境の政策目標は含めてない。つまり、京都議定書による削減目標、計画･予想している原子力の段階的な撤去、再生可能エネルギーにおけるシェアの目標などは基準ケースに含んでない。同ケースは、「Business as usual」の展開の下で、EU 及び EU メンバーが今後直面することになる問題および制約の可能性を指摘することが主な目的である。

○ WETO 見通しは、世界の 7 地域と 7 カ国（諸国のグループ）に言及している。世界の 7 地域は、EU、北米、日本/太平洋、独立国家共同体（CIS）/中央･東欧諸国（CEEC ’s）、南米、アフリカ/中東、アジアから構成されている。さらに、国および諸国グループとして重視されるのは、EU 現加盟国（と候補国）、米国、日本、ブラジル、中国、インドの国々である。

1.2　不確実性

○ 本報告では、「石油･天然ガスの推定埋蔵量」及び「新しい発電技術の展開」の 2 つの重要な不確実性を分析･検討し、ケーススタディを行う（第 4 章を参照）。

○ 石油･天然ガス埋蔵量の不確実性については、２つのケースを検討する。

- 低水準の石油･天然ガス確認埋蔵量ケースは、基準ケースよりも悲観的な炭化水素埋蔵量に対して見通しの感応度を推定する。また、高水準の石油･ガス価格の影響を受け、2030 年までのエネルギー需給がどうなるかを評価する。
- 高水準のガス確認埋蔵量ケースについては、石油確認埋蔵量は基準ケースと同様

であるが、ガス確認埋蔵量は基準ケースよりも高い。その結果、ガス価格が石油価格よりも構造的に安い状況を検討するケースである。

○ 発電技術の進歩に関する不確実性については、より効率的な技術の導入によって燃料ミックスの変化が温室効果ガス排出の削減可能性を評価する目的でケーススタディを行う。以下の 4 つのケースが挙げられている。

- 「天然ガス」ケース：　複合サイクル・ガス・タービン（CCGT）及び燃料電池に関する技術の更なる進歩のケース
- 「石炭」ケース：　超臨界型石炭火力など、先進的石炭技術に関する大幅な進歩のケース
- 「原子力」ケース：　コストと安全性の観点からの原子力技術に関する大躍進のケース
- 「再生可能エネルギー」ケース：　風力、バイオマスのガス、太陽熱発電所、小規模水力、太陽光電池といった再生可能エネに関する大幅な進歩のケース

1.3　政策問題

○ 最後に本報告書は、欧州連合の長期的エネルギー、技術、気候変動に対する政策に直接関わる 2 つの重要な問題点を分析する。

○ 世界的な視野における EU ガス市場の位置付け（第 5 章参照）。

- 過去 10 年間にかけて天然ガスの需要は著しく増加してきており、特に急増を示したのは発電部門であった。本報告書の基準ケースにおいては、2030 年までに天然ガスの需要が現在と同様に増大する傾向が続くが、見通し期間の終わり頃には、同需要の増加は徐々に弱くなると予測されている。
- 欧州の立場から見ると、今後、天然ガスの需要が着実に増加する反面、欧州域内の石油・天然ガス生産が既に減退期に入ることを考えると、2030 年のガス供給見通し、及び欧州域内のガス安定供給が EU にとって重要な問題点である。第 5 章では基準シナリオの下、ガス需給のポートフォリオや世界のガス貿易、パイプラインと LNG という輸送の点について、EU ガス市場の計画された展開を説明する。

○ エネルギー関連の CO_2 排出制約（第 6 章参照）。

- 第 6 章は、主に気候変動の政策に関する問題点の分析に充てられており、さらに 2 つの節に分かれている。第 1 節は、京都議定書に基づく第 1 次約束期間（2008－12 年）を重視し、同議定書の CO_2 削減目標と基準シナリオの格差を評価している。
- 第 2 節については、2030 年までの CO_2 排出削減手順シナリオの説明と細かい分析である。同排出削減手順シナリオは、今後のエネルギー・バランスおよび技術開発に世界の CO_2 削減政策が及ぼす潜在的な影響をシミュレート・評価するものである。

以上

（1 章文責：エネルギー動向分析室　James Eastcott）

第 2 章　2030 年に至るエネルギーと技術のトレンド

2.1　基準ケースの主要前提条件

○ 基準ケースは、現行の技術的動向、経済的動向及び構造的変化が、継続的に続いた場合の将来像（エネルギーシステム）を表すことを目的としている。従って、このシナリオは、将来のエネルギー選択及び気候政策の選択において経済的評価を行う際の適切な基準となる。

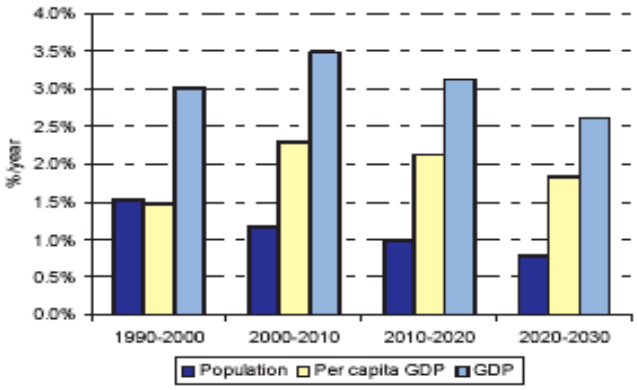
○ 基準ケースは以下の考え方によって成り立っている。

○ 世界のエネルギーシステムの将来について重要なドライバーとなるのは、人口と GDP である。この２つの現行のトレンドは、中心的な全ての地域で異なり、それらが継続されることは、人口、GDP、エネルギー需要それに伴う排出量の地域構造に重要な変化をもたらす。

<u>世界人口の伸びは減少傾向</u>。

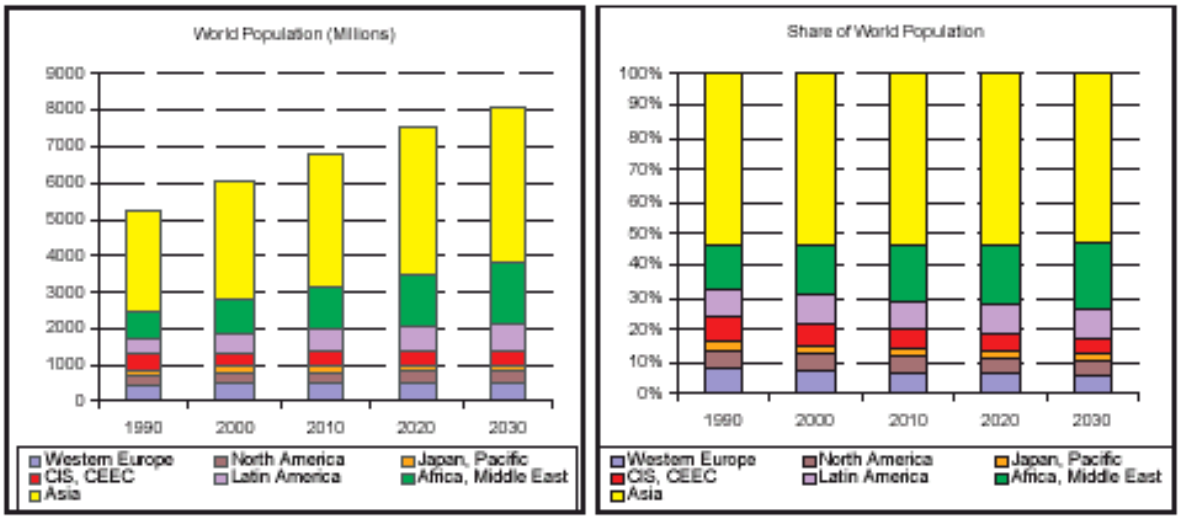
- 過去 10 年伸び率　1.5%/year →　00-30 年伸び率　1%/year
- 2000 年 61 億人　→　2030 年　82 億人
- 世界人口の増加は、30 年で減少傾向に向かう。主に先進工業国で人口減少が起こると考えられる（2010 年以降の EU、2020 年以降の CEEC[13],CIS,日本、太平洋地域）。
- 世界人口の構造は、２つの地域（ラテンアメリカ、アフリカ中東地域）を除いて、ほとんど変化しない。アフリカ中東地域は、世界人口シェアが 2000 年 16%から 2020 年 22%に増加する。

図 2-1　世界人口、一人当たり GDP、GDP の推移



[13] CEEC とは、アルバニア、ボスニアヘルチェゴビナ、ブルガリア、クロアチア、チェコ、エストニア、ハンガリー、ラトビア、リトアニア、マケドニア、ポーランド、ルーマニア、セルビア・モンテネグロ、スロバキア、スロベニアを示す。

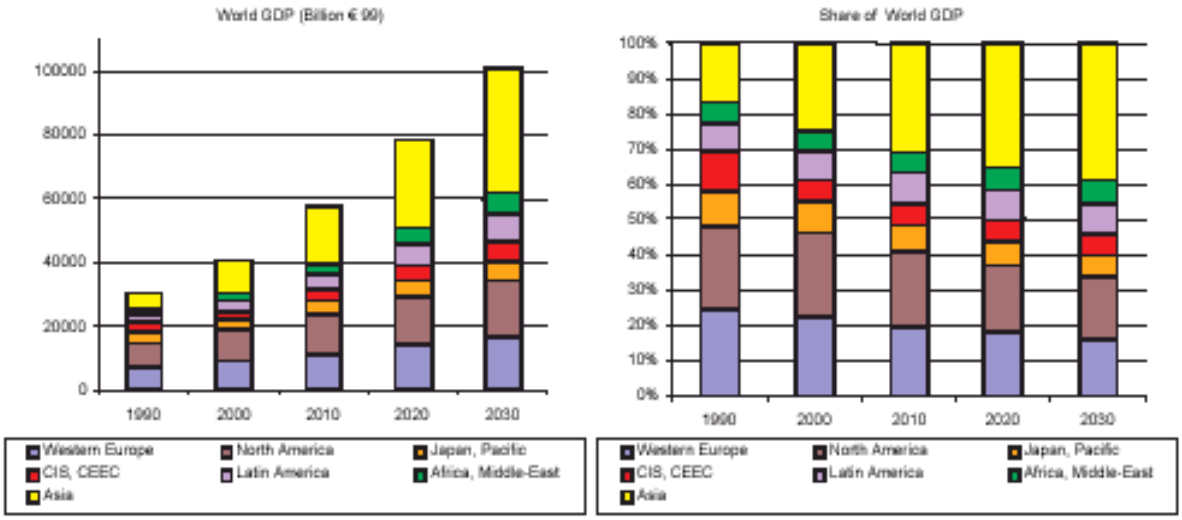
図 2-2　地域別人口と構成比の推移



<u>世界経済成長率は過去の平均とほぼ同様</u>

- 2030 年までの 30 年間で 3%/year(1970-2000 年：3.3%/year、1990-2000 年：3%/year)
- 経済成長率：00-10 年 3.5%/year　→　10-20 年 3.1%/year　→　20-30 年 2.6%/year
- 発展途上国（特にアジア地域）の GDP シェアの増加は顕著。アジアの発展は、経済的効果だけでなく、エネルギー消費、生産、CO2 排出量という観点からも重要になる。
- 1 人あたり GDP 成長率が 2000-2010 年で顕著。CEEC と CIS 地域の経済回復が主な理由。

図 2-3　世界 GDP と地域別構成比の推移



○ 技術変化は、過去の趨勢を考慮した継続的な変化となっている。エネルギーシステムのどんな見通しも、技術の改良におけるエネルギーパフォーマンス、技術パフォーマンスを考慮しなければならない。

○ エネルギー資源については、石油・ガス需要が増大することで、可採年数が長期的には減少し価格上昇をもたらす重要な要素となる。石炭資源は、次の世紀まで十分な資源量があると考えられる。なお、世界レベル及び地域レベルにおける回収可能な石油及びガス資源の評価に関しては大きな不確実性があるため感度分析を行う。基準ケースでは、専門家の世界的な知見から吟味された資源の推定値を、「business as usual」として利用している。

○ 基準ケースでは、現行の政策のみ（2000 年の hard decision（投資、規制、自主協定））を考慮している。基準ケースは、今後の政策内容、あるいは政府等（欧州委員会や産業等）が計画・発表している政策・戦略の効果（京都議定書、再生可能エネルギーの目標、ドイツやベルギーの原子力廃止、経済的手法（税、補助金）の除去）を含んでいない。

○ この研究に利用される POLES モデルは、現実を簡略化し、世界エネルギーシステムの基本的な経済の因果関係に基づいている。世界のエネルギーシステムの将来的な発展に決定的なインパクトを与える重要な要素のいくつか（例えば地政学的要因等）は、定量化するには複雑で困難であるという理由から、考慮されないか、少なくともモデルの中では扱われていない。

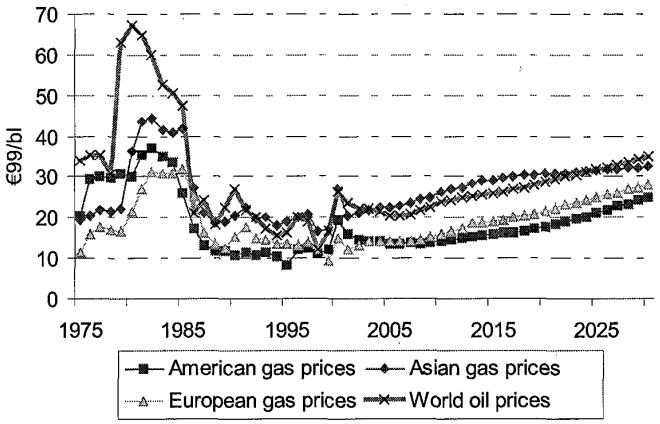
○ 結果として、基準ケースは「business and technical change as usual」の世界を示すものである。

以上

（2.1 節文責：計量分析部　野口　桃子）

2.2　国際エネルギー価格
＜石油価格、ガス価格の上昇＞

Figure 2.5: Oil and gas prices



○　上図に WETO 基準ケースでのエネルギー価格見通しを示す。石油価格は、軟調な需要水準を背景に、2005 年にかけて下落するが、その後、石油価格は 2010 年 24 ユーロ/バレルにまで急速に上昇し、その後、2030 年まで緩やかに上昇する。石油価格は、2020 年で 29 ユーロ/バレル、2030 年で 35 ユーロ/バレルに達する見込みである。2010 年以前の時点で、湾岸諸国における石油生産が 2300 万 B/D 以上にまで拡大し、湾岸諸国の生産者は、新たな生産設備を増強するため、石油の R/P 比が減少し、そのため石油価格へ上昇圧力が働く。ただし、本モデルの試算による価格動向は、国際エネルギー需給メカニズムより導出されるものであり、精密な石油価格の予測を行うものではない。特に、過去においても数度となく影響のあった地政学的要因を説明するものではない。

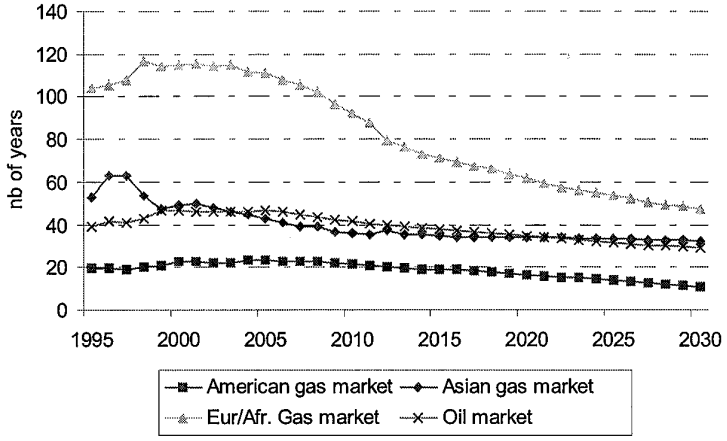
○　ガス価格は世界 3 市場において決定され、価格は各市場において異なる。この価格差は、輸送インフラの開発水準、パイプラインガス、LNG など供給面の構造を反映している。例えば、アジア市場では、LNG 輸入に依存するため、現在のガス価格は、欧州、米国市場に比較して高い。しかし、今後 2030 年にかけて、地域的な価格差は縮小する見通しである。これは、各ガス市場の相互依存が進展し、ある供給者が様々な地域へガスを輸送、取り引きすることが可能になると考えられるためである。しかし、各地域の供給構造の違いにより、今後も地域間のガス価格差は依然として存在する見込みである。

○　欧州・アフリカ市場では、2005 年からガス価格が徐々に上昇し、2030 年には 28 ユーロ/バレルに達する見通しである。

○　米国市場のガス価格は、2000 年から 2010 年にかけて下落し、その後 2030 年にかけて、欧州・アフリカ市場よりは低い伸び率で増加し、25 ユーロ/バレルへ達する見込みである。

○　一方、アジア市場においては、米国市場、欧州・アフリカ市場とは異なり、着実にガス価格は上昇し、2001 年 20 ユーロ/バレルから 2030 年 33 ユーロ/バレルに達する。

Figure 2.6: Oil and gas reserve on production ratios



○　石油価格に関しては、R/P 比により決定され、2000 年から 2005 年にかけて石油価格は下落し、その後 R/P 比の長期的な減少により石油価格は上昇局面に転じる。

○　主に石油の R/P 比は、石油需要に連動し、2005 年以降、石油需要が増加するため R/P 比が減少し、OECD 諸国、発展途上地域の石油需要の増加率飽和により、2010 年以降の R/P 比の減少は緩やかになる。

○　ガスの R/P 比、およびその挙動は、各地域市場の特性を反映している。

・　米国市場の R/P 比(約 20 年:2020 年～2030 年)は、他市場(約 40 年)に比較して短い。石油価格の上昇とともに、長期的なガスの R/P 比の減少が、2005 年以降のガス価格上昇の一要因となる。

・　アジア市場のガスの R/P 比は中間的な値であり、他の 2 市場に比較して、予測期間中着実に減少する。ただし、減少の程度が緩やかなため、米国市場、欧州市場に比較して、価格上昇の程度は低い。

・ 欧州・アフリカ市場における R/P 比が最も高く、1990 年～2005 年にかけて 100 年から 120 年の水準にあり、2000 年時点で、欧州の R/P 比はアジアの 2 倍、米国市場の 6 倍に相当する規模を有する。しかし、この R/P 比の格差は予測期間中を通じて、減少する傾向にあり、2030 年における欧州・アフリカ市場の R/P 比は、同年におけるアジア市場の 1.5 倍、米国市場の 3 倍に減少する。これは、欧州・アフリカ市場における供給が、需要の伸びに追いつかないため、当該市場における R/P 比が急速に減少するためである。

○ 石炭価格は石油価格に連動せず、予測期間中、石油、ガスとは違い、資源量制約に抵触することはない見込みである。したがって、POLES モデルでは、石炭価格の推移は、主要石炭生産国における生産コストの動向により決定される。

○ 基準ケースでは、石炭価格は徐々に増加し、2030 年には約 10 ユーロ/バレルに到達する見込みであり、現在の価格より 15%から 35%の割合で価格が上昇する。石炭消費が増加するにもかかわらず、石炭価格の上昇が限定的であるのは、石炭生産効率の上昇ばかりでなく、豊富な石炭埋蔵量を反映しているためである。今後、石炭生産の近代化、機械化が石炭価格の下落圧力になりうるであろう。

主要な結論

○ 石油、ガス価格は 2030 年にかけて、現在の水準を上回る見通しであり、石油価格は 2030 年に 35 ユーロ/バレルに達する見込みである。

○ ガス価格に関しても、2030 年に欧州・アフリカ市場 28 ユーロ/バレル、米国市場 25 ユーロ/バレル、アジア市場 33 ユーロ/バレルに達する見通しである。

○ ガス価格の地域格差は予測期間中、ガスの供給構造を反映して、縮小する見通しである。

○ 石炭価格は 2030 年において 10 ユーロ/バレルに安定化する見通しである。

以上

（2.2 節文責：計量分析部　小宮山　涼一）

2.3　世界のエネルギー消費量、CO_2 排出量見通し

2.3.1　世界のエネルギー消費量

○　世界のエネルギー消費は、2000 年から 2030 年にかけて年平均伸び率 1.8%で成長し、70%増加する見通しである。1990 年-2000 年間の実績年平均伸び率 1.4%に比較すると、より高い水準で増加すると推定される。

○　2030 年において化石資源は世界のエネルギー消費量の 88%を占める見通しであり、2000 年実績である 81%よりも大きくなると推定される。石炭、ガスの急速な増加にもかかわらず、石油が依然としてシェアが最も大きく、34%を占める。

- 石油消費は、1990 年-2000 年実績値である年平均 1.6%と同様の増加率で推移する見通しであり、2030 年には 5.9Gtoe に達する見込みである。
- 天然ガスは、2000 年から 2010 年にかけて年平均 3%、その後は同 2.1%で増加する見通しであり、シェアは 2000 年 21%から 2030 年 25%へ増加すると推定される。
- 石炭は、1990 年から 2000 年にかけて年率 0.9%で伸びていたが、2000 年-2010 年の間は同 2.1%、その後 2030 年まで同 2.5%で急速に増加する見通しである。
- 原子力は 1990 年から 2000 年にかけて年率 2.7%で増加していたが、予測期間中では同 0.9%にまで鈍化する。シェアは 2000 年 7%から 2030 年 5%に推移する。
- 水力、地熱はシェア 2%で推移する。風力、太陽光、小水力は、2000 年-2010 年において年率 7%で増加し、その後 2030 年まで同 5%で増加する見通しである。これらの急速な普及にも関わらず、初期段階の普及が限定的であったことから、2030 年のエネルギー消費に占めるシェアは 1%以下である。
- 木材・廃棄物は予測期間中、着実に減少し、シェアは現在の 9%から 2030 年 5%まで減少するが、他の再生可能資源に比較して高いシェアを維持する。
- 再生可能エネルギーは、世界全体では、2030 年において 8%のシェアを占める見込みであり、2000 年時点のシェア 13%よりも小さい。これはアジア、アフリカ地域における非商業バイオマスの着実な減少、郊外地域における都市化、森林伐採、商業エネルギーへの転換が理由として挙げられる。再生可能エネルギーの導入には地域差が存在し、EU は先進地域の中で、最も導入量が大きい。

○　本報告書におけるエネルギー消費(Gross Inland Consumption: GIC)とは、最終エネルギー消費、発電用エネルギー需要、その他エネルギー転換分より構成され、経済活動諸変数、価格変化、過去のトレンドによりもたらされる。当該指標は、人口、一人当たり GDP、GDP 当たりエネルギー消費から構成され、これらの積の形式により表現される。

○　基準ケースでは、エネルギー消費は 2000 年から 2030 年にかけて年率 1.8%で増加す

ると推定される。人口は年率 1.0%、一人当たり GDP は同 2.1%で伸びると予測され、GDP 当たりエネルギー消費は同 1.2%で減少する見通しであることから、一人当たり GDP がおもにエネルギー消費に影響を与える。また、アフリカ、ラテンアメリカ、アジア地域において、人口増加がエネルギー消費に大きな影響を及ぼすことが考えられる。

○ 基準ケースにおける地域的特長として、先進国におけるエネルギー消費量は今後増加率が低減するが、発展途上地域におけるエネルギー消費量は持続的に増加する。その結果、予測期間中において、発展途上地域のエネルギー消費シェアは 40%から 50%に達する見通しである。

- EU では、一人当たり GDP は年率 1.9%で推移し、GDP 当たりエネルギー消費は年率 1.4%で減少することから、エネルギー消費は同 0.4%で推移する見通しである。車、冷蔵庫などの所有率の飽和が背景にあると考えられ、エネルギー消費は 2000 年 1.5Gtoe から 2030 年 1.7Gtoe に達する見通しである。
- 発展地域(Accession countries)においては、一人当たり GDP の伸びは相対的に高いが、機器効率の向上により、GDP 当たりエネルギー消費は減少する。
- 燃料消費シェアの見ると、天然ガスが大きく増加する。2030 年において、天然ガスシェアは EU のエネルギー消費の 27%に達する見通しである(石油シェア 39%、石炭シェア 16%)。
- 北米において GDP 当たりエネルギー消費は年率 1.3%で減少するが、エネルギー消費は同 0.7%で増加し、EU の 2 倍の増加率で推移する見通しである。石炭は年平均 1.1%で着実に増加し、2030 年にはシェアが 28%に達すると推定される。特に、石炭は経済的に有利であることから、電力部門において消費される見通しである。
- CIS・CEEC 地域(主に旧ソ連・東欧地域)においては、景況の好転によりエネルギー消費が押し上げられると推定される。GDP 当たりエネルギー消費は 2000 年-2010 年において年率 2.3%で減少する見込みであり、エネルギー効率向上の余地があることを反映している。一人当たりエネルギー消費は、2020 年に 1990 年レベルに達する見通しである。天然ガスがシェアを伸ばし、2030 年において 50%を超える見通しである。
- 日本、大洋州地域では、石油シェアが著しく減少し、天然ガスと一次電力により代替される見通しである(一次電力に関しては、日本では原子力、オーストラリアでは再生可能エネルギーである)。
- アジア地域におけるエネルギー消費は、諸地域の中で最も高い伸び率で推移し、著しい経済発展が背景にある(2000 年-2030 年において一人当たり GDP は年率 3.7%で増加する)。GDP 当たりエネルギー消費は、2000 年から 2010 年にかけて、年率

1.5%で減少する見通しである。当該地域のエネルギー消費量は、2030 年に 6Gtoe を超えるが、一人当たりエネルギー消費では EU を大きく下回る(アジア 1.5 toe/year 、EU4.6 toe/year)。エネルギー源構成では、石炭シェアが同地域の豊富な資源量により 42%と大きく、それほど変化しない見通しである。対照的に、石油、天然ガスシェアはバイオマスに代わり急速に増加する。(バイオマスシェアは 1990 年 30%から 2030 年 6%へ減少する。)

・ アフリカ、中東地域においては、一人当たりエネルギー消費は、1toe 以下であり、国により様々である。これらの国々では、エネルギーは必需品としての範囲内で使用されるため、省エネの可能性(GDP 当たりエネルギー消費減少の可能性)は、その他の発展途上地域よりも小さいと予測される。石油が主要なエネルギー供給源であり(シェア 39%)、対照的にバイオマスシェアが 2000 年 25%から 2030 年 8%へ減少するため、天然ガス、石炭シェアが増加する見込みである。

・ ラテンアメリカでは、2000 年から 2030 年にかけてエネルギー消費は年率 2.4%で増加する見通しであり、GDP 当たりエネルギー消費は同 0.8%で減少する見通しである。石油シェアが若干減少し、天然ガスが普及する見通しである。

○ 世界の GDP 当たりエネルギー消費は、年率 1.2%で減少する見通しである。1990 年から 2000 年にかけての実績では、同 1.6%で減少していた。当該指標の推移には地域差が存在し、アジアを除く全地域において、今後 10 年は、過去よりも改善する見通しである。アジアでは当該指標が 1990 年から 2000 年にかけて、年率 2.9%で改善している。CIS・CEEC 地域(主に旧ソ連・東欧地域)では、2000 年から 2010 年間にかけて、年率 2.3%で改善すると推定される。

○ GDP 当たりエネルギー消費の改善は、全般に、最終エネルギー消費の原単位改善を背景としており、EU、ラテンアメリカ、アフリカ、中東地域においてこの傾向が見られる。一方、北米、日本、CIS・CEEC(主に旧ソ連・東欧地域)、アジア地域では、最終消費および転換部門、とくに発電部門における効率改善を反映している。

○ 90 年代の CIS・CEEC 地域(主に旧ソ連・東欧地域)を別にすれば、一人当たりエネルギー消費は着実に増加する見通しである。北米では、2010 年から 2030 年にかけて唯一伸び率は鈍化するが、これはエネルギー消費機器の市場における普及の飽和を反映している。一方その他の地域では、予測期間において一人当りエネルギー消費が一定化することはない見通しである。また、今後の発展途上地域のエネルギー消費量の増加にもかかわらず、一人当りエネルギー消費量の先進地域、発展途上地域間の差は変化しない見通しである。2030 年において、アフリカ、中東地域で 1toe/人であり、北米において 8.4toe/人である。それでも一人当たりエネルギー消費の最高値と最低値間の

差は、2000 年 10toe/人から 2030 年 8toe/人へ減少する。

○ 一人当り電力消費は、一人当り GDP の増加と共に着実に増加し、1990 年から 2000 年にかけて、年率 1.2%で増加していたが、2000 年から 2010 年にかけて同 1.4%、2010 年から 2030 年にかけて同 2.2%で増加する見通しである。先進地域においては、2000 年から 2010 年にかけて伸び率が鈍化するが、それ以降伸び率は増加する。特に、アジア地域(年率 4.2%)、CIS・CEEC 地域(同 2.7%)において急速に増加し、アフリカ、中東地域(同 2.4%)、ラテンアメリカ(同 2.6%)においても着実に増加する。

○ 一人当り輸送用エネルギー消費は、1990 年から 2000 年にかけて年率 0.9%、2000 年から 2030 年にかけて同 0.7%で推移し、伸び率が緩やかになる見通しである。2000 年以降、当該消費が減少すると推定されているのは北米地域である。北米地域での自動車の普及は飽和段階にある一方で、エネルギー効率改善のポテンシャルは大きい。EU においても予測期間後期において伸び率が若干減少する。これは石油価格上昇による長期的な自動車ストックの調整効果ばかりでなく、普及飽和効果、混雑、インフラ整備の限界など道路交通の制約要素が原因である。その他地域においても、2000 年-2010 年に比較して、2010 年-2030 年において伸び率が鈍化するが、中国, インドでは年率 3%を維持する見通しである。

○ 一人当り熱エネルギー消費は、1980 年-1990 年後半まで減少していたが、一人当り所得の増加に伴い、今後増加する見通しであり、2030 年には 1980 年の水準に回復する見通しである。EU 地域では、2010 年まで着実に増加し、それ以降は一人当り GDP 伸び率とは独立に増加する見込みである。日本、大洋州地域は EU とほぼ同様の推移を示し、北米では 1995 年から 2015 年にかけてほぼ一定であり、それ以降は徐々に減少する見通しである。CIS・CEEC 地域では 2000 年以降、消費、経済の回復により、急速に増加する見通しである。先進国地域において、熱消費が一人当り GDP に比較して一定なのは、熱供給機器の普及の飽和、省エネを指向した産業構造への転換が挙げられる。一方で、アジア、南米地域における需要の増加は、所得の上昇、生産の増加を反映している。

2.3.2 CO_2 排出量

○ 1990 年から 2030 年にかけて CO_2 排出量は 2 倍以上に増加し、21Gt から 45Gt にまで達する見通しである。地域別排出量の構成も大きく変化し、1990 年において先進国地域の排出割合が 70%であったが、2030 年には 42%にまで減少する。今後は中国が最も CO_2 を排出する可能性がある。

・ 発展途上地域における CO_2 排出量は急速に増加し、先進国地域ではより緩やかに

増加するか、もしくは、減少する見通しである。インドの CO_2 排出量は、6 倍(年率 5%)にまで増加すると推定される。その他発展途上地域では 200%－350%まで増加する可能性がある。

・ CIS・CEEC 地域(主に旧ソ連・東欧地域)では 1990 年代の景気後退により、CO_2 排出量は 1990 年から 2000 年にかけてそれぞれ 41%、22%減少し、今後は 2030 年において 1990 年の水準に到達すると推定される。EU、日本・大洋州、北米地域において緩やかではあるが着実に増加し、各地域において 18%，32%，50%それぞれ増加する見通しである。

○ 中国は過去 40 年間で最大の経済成長を遂げ、2030 年には主要な CO_2 排出国となる見通しである。1990 年から 2030 年にかけて GDP は 10 倍に成長し、世界最大の経済大国となり、その結果エネルギー消費が著しく増加すると推定される。同期間において中国の GDP 当たりエネルギー消費は 1990 年比で 66%減少する見通しであるが、エネルギー消費は 250%増加する見通しである。そして、エネルギー消費当たり CO_2 排出量は 12%増加する見込みであり、エネルギー消費以上に CO_2 排出量が増加する可能性がある。その結果、CO_2 排出量は 1990 年比 290%増加する見通しである。エネルギー源構成では、石炭のシェアが 3%減少するが、エネルギー消費当たり CO_2 排出量は増加する見通しである。

○ その他発展途上地域においても、他国同様に、GDP が成長し、GDP 当たりエネルギー消費が減少する。しかし、GDP 当たりエネルギー消費の減少以上に GDP が増加する見通しであるため、エネルギー消費は全体で増加し、CO_2 排出量も増加する見通しである。

○ エネルギー消費当たり CO_2 排出量はすべての発展途上地域において増加する見通しであり、CO_2 排出増加の一要因となる。インド、東南アジア、アフリカ・中東地域において非商業バイオマスのシェアが減少し、その分、大半が化石燃料により供給される。インドでは石炭が大きく増加し、天然ガスも限定的に増加する。この結果、インドでは、すべての発展途上地域の中で，最も急速にエネルギー消費当たり CO_2 排出量が増加する(79%増加)。そして、GDP 当たりエネルギー消費の減少にもかかわらず、インドの CO_2 排出量は全地域の中で最も急増し、6 倍増加する見込みである。

○ ラテンアメリカのエネルギー消費当たり CO_2 排出の増加は緩やかであり、７%増加する見通しである。これは、CO_2 排出のない水力、バイオマスがエネルギー消費の増加に追いつかず、これらのシェアは減少するが、石炭、石油に代わり、CO_2 排出原単位の小さい天然ガスによりエネルギー供給が行われるためである。

○ 先進地域でも CO_2 排出量は増加するが、発展途上地域ほど増加しない見通しである。CIS 地域において増加率は最も低く(8%増)、日本、大洋州地域において最も高く 51%増加する見通しである。

○ エネルギー消費当たり CO_2 排出量は、北米を除いた先進国地域において減少する見通しである。

- 北米地域では、石油シェアが減少するが、その分ほぼすべてが石炭により代替され、その他の燃料の構成は変化しない見込みである。その結果、同地域の当該指標は 7%増加し、エネルギー消費の 40%増加と共に、1990 年比で CO_2 排出量が 50%増加する見通しである。
- EU では石炭、石油のシェアがそれぞれ 7%、4%減少し、天然ガスシェアが 10%増加し、その結果、エネルギー消費当たり CO_2 排出量が 6%減少すると推定される。しかしエネルギー消費の増加により、1990 年から 2030 年にかけて CO_2 排出量は 18%増加する。
- 日本、大洋州地域では、日本のエネルギー消費当たり CO_2 排出量が 12%減少する。日本の石炭シェアは 2030 年で 1%弱減少し、石油シェアが 18%減少し、天然ガスシェアが 12%増加する。基準ケースでは、発電量に占める原子力が増加し、1990 年で発電量の 19%を占めているが、2030 年で 29%まで増加する見通しである。エネルギー消費当たり CO_2 排出量の減少にもかかわらず、CO_2 排出量は 1990 年比 32%増加する見通しであり、これはエネルギー消費が 51%増加することに起因している。
- CIS・CEEC 地域(主に旧ソ連・東欧地域)では、石炭、石油シェアが減少し、EU 以上に天然ガスシェアが増加する。このシフトにより、エネルギー消費当たり CO_2 排出量が 10%減少する。GDP の緩やかな上昇、GDP 当たりエネルギー消費の減少により、CO_2 排出量は 2030 年において 1990 年の水準に達する見通しである。

○ 世界全体では、GDP 当たり CO_2 排出は、1990 年から 2030 年にかけて 40%減少する。とくに、EU、北米、CIS・CEEC、アジア地域において減少する。他方、アフリカ、中東地域ではほぼ一定である。しかしこれらの地域では、当該指標の減少以上に所得が増加するため、CO_2 排出は増加する。

○ 発展途上地域における一人当り CO_2 排出量は先進地域の水準を大幅に下回り、北米地域の当該量が最も大きい。2000 年から 2010 年にかけては若干増加するが、2010 年-2030 年において急速に増加する。また、一人当り CO_2 排出量の最も大きい北米と、最も小さいアフリカ中東地域の差は、2000 年の 12t CO_2 から 8t CO_2 へ縮小する。

主要な結論

○ 世界のエネルギー消費は、2000 年から 2030 年にかけて、年率 3.1%の経済成長、同 1.0%の人口成長を背景に、同 1.8%で増加すると推定される。また、経済構造の変化、技術進歩、エネルギー価格の上昇により、GDP 当たりエネルギー消費が年率 1.2%で減少する見通しである。

○ 先進地域では、エネルギー消費の伸びは緩やかになるが、発展途上地域では急速に増加する見通しである。世界のエネルギー消費に占める発展途上地域のシェアは、現時点の 40%から 2030 年には 55%を占めると推定される。

○ 世界のエネルギー消費は、大半が化石燃料により供給される見通しであり、2030 年において、ほぼ 90%が化石燃料により供給される見込みである。石油が主エネルギー源としてシェア 34%を占め、石炭がシェア 28%を供給する見通しである。また、2000 年から 2030 年にかけて、石炭消費の増加の 3 分の 2 がアジア地域に起因する。そして天然ガス消費は、2030 年において世界のエネルギー消費の 4 分の 1 を占め、おもに発電用途が主である。

○ EU では天然ガスが第 2 のエネルギー供給源となり、2030 年にはシェア 27%を占めると推定される。そして最も大きいシェアを占めるのが石油、第 3 番目が石炭である。原子力、再生可能エネルギーはシェア 20%弱を占める。

○ 化石資源が主要なエネルギー供給源であるため、世界の CO_2 排出量はエネルギー消費の伸び率以上に、年率 2.1%で急速に増加する見通しである。2030 年には世界の CO_2 排出量は 1990 年の水準の 2 倍以上に達すると推定される。EU では、2030 年には 1990 年比で 18%増加し、アメリカでは約 50%増加する。CO_2 排出量の発展途上地域の占めるシェアは、1990 年で世界の 30%であったが、2030 年には世界の排出量の半分以上を占めると推定される。

以上

（2.3 節文責：計量分析部　小宮山　涼一）

2.4　一次エネルギー供給

2.4.1　石油、天然ガス資源のシミュレーション

○ POLESモデルでは、石油・天然ガス資源の発見について、比較的詳細なシミュレーションを以下の手順に基づいて行った。

1. 究極可採埋蔵量(Ultimate Recoverable Resources)を想定する。
2. 石油価格の変動に基づいて、採掘量を変動させ資源発見量を得る。
3. 全発見量から過去の累積生産量を除いたものを、資源量とする。

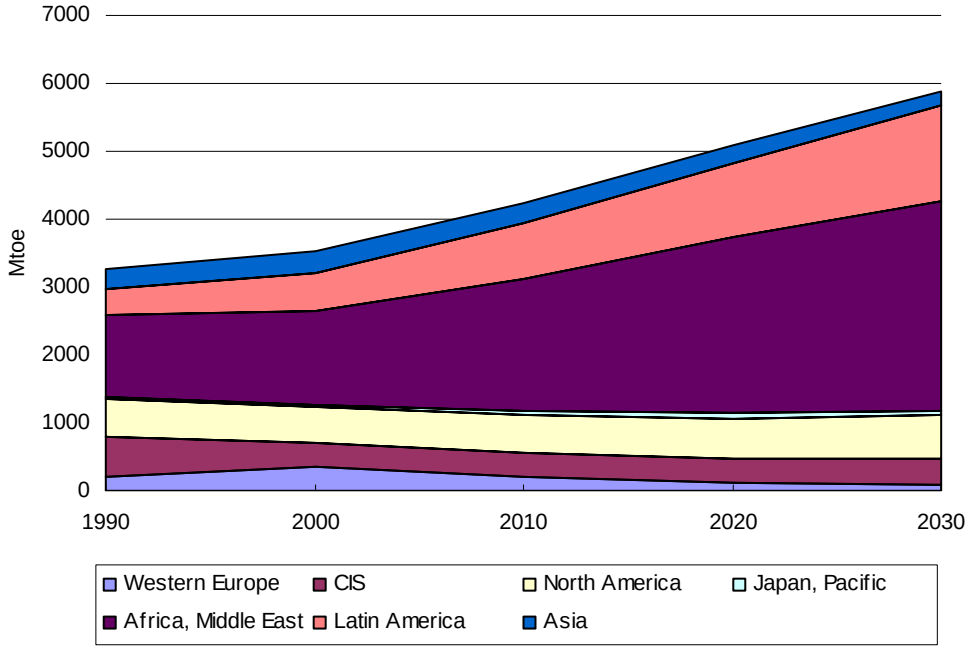
2.4.1　石油供給

○ 世界の石油生産は、今後30年で65%の増加が見込まれる。在来型石油生産の減少を非在来型石油生産が補完するものと予測される。

○ 地域別では、アフリカ・中東地域が2030年時点で世界石油生産量の53%を占め、ラテンアメリカの24%、北米の11%と続く。

○ 今後もヨーロッパ諸国による中東への高い石油輸入依存が見込まれる。

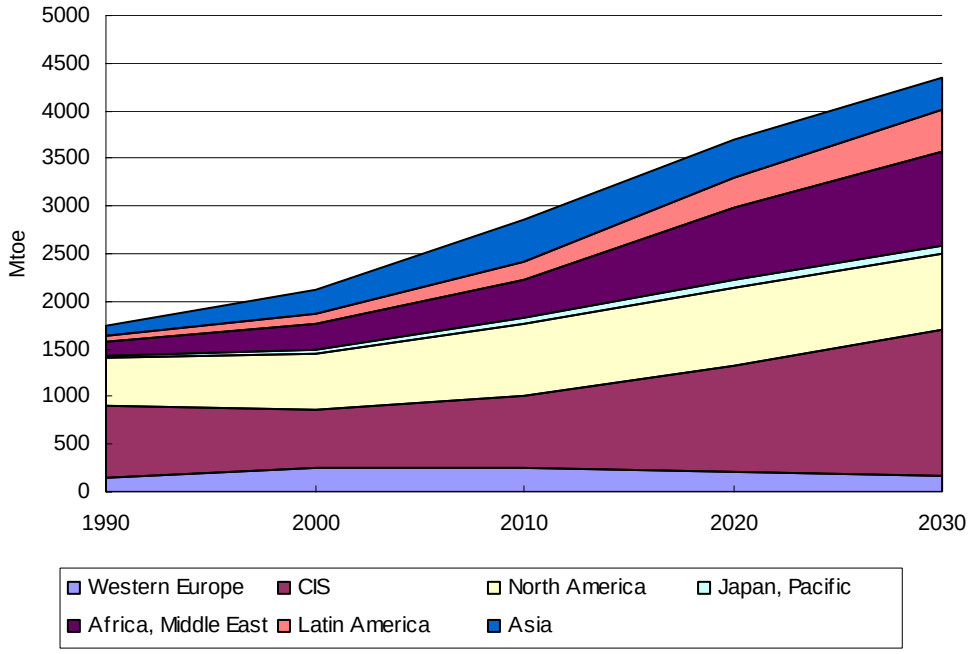
図2-6　世界の石油生産（実績及び予測）



2.4.2　天然ガス供給

○ 天然ガス生産量は、今後30年で倍増すると予測される。地域別では、2030年時点でCIS国が全体の1/3を占め、アフリカ・中東の同23%、北米の同18%、ラテン・アメリカの10%、アジアの８％と続く。

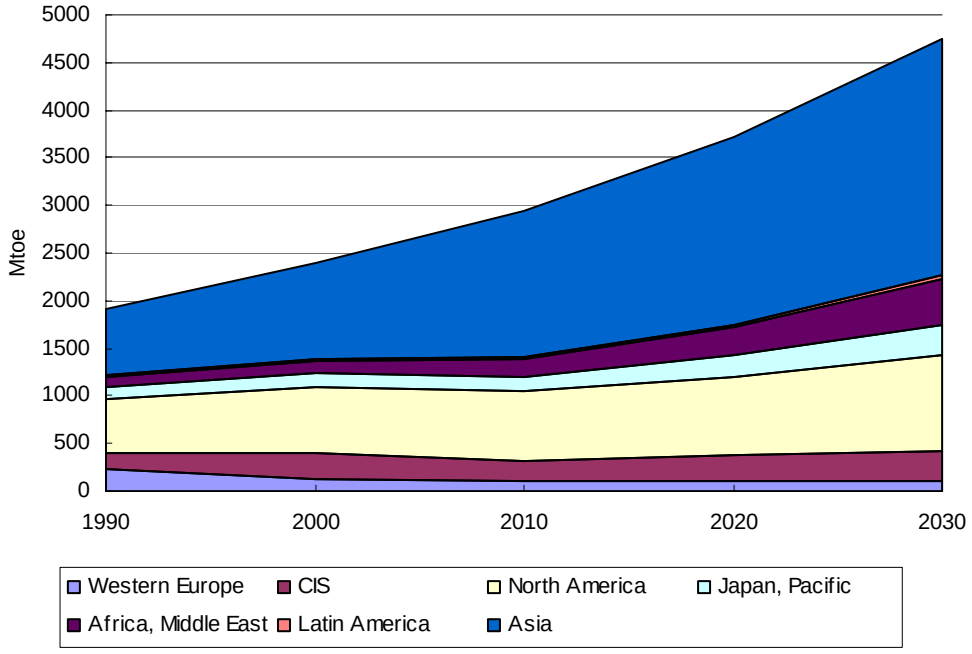
図2-7　世界の天然ガス生産（実績及び予測）



2.4.2　石炭供給

○　石炭生産も今後30年で倍増が見込まれ、地域別ではアフリカとアジアでの拡大が大部分を占める。アジアは、2030年時点で世界生産の50%を占めると予測される。

図2-8　世界の石炭生産（実績及び予測）



主要な結論

○ 今後 30 年に渡り、世界のエネルギー需要を満たす充分な石油、ガス、石炭資源が存在する。

○ 在来型石油資源の減少は、非在来型石油資源によって補完されるものと見込まれる。

○ 天然ガス資源は豊富に存在し、30 年で 10%増加するであろう。

○ 石炭資源は、2030 年時点で需要を上回るに充分な資源量があると見込まれる。

以上

（2.4 節文責：アジア太平洋エネルギー研究センター　土井　菜保子）

第 3 章　部門別予測

3.1 エネルギー需要

3.1.1 世界の趨勢

○ 世界の最終エネルギー消費は年率 1.8%で伸びると予測される。最初の 10 年では 2%、次の 20 年では 1.5%と、伸びが鈍化する形の増加である。伸びの鈍化は各最終消費部門の共通の特徴であるが、部門によって程度が異なる。産業はもっともドラスチックであり、前 10 年の 2.4%から最後の年の 1.2%へと伸びは大きく鈍化する。運輸は、最初の 10 年では 1.7%であり、その後 1.5%でやや低下する程度である。家庭・業務・農業はおおむね年率 1.9%で推移する。

○ エネルギー源の構成は大きな変化がない。ただし唯一注目すべきなのは、エネルギーがバイオマスから化石燃料へのシフトすることと、電力化率が向上することで、電力のシェアが 2000 年には 15%だったが、2030 年には 22%に増大する。これに対して、バイオマスは 13%から 6%へ減少する。

3.1.2 地域別のトレンド

○ 地域別では工業化水準の差によって最終消費の伸びは大きな差を示している。ＥＵでは年平均 0.5%、すなわち世界平均伸び率の 1/3 以下で伸びるものの、アジアでは 3%である。ＥＵは先進国の中で伸びがもっとも低い地域であり、その部門別の伸びは大きい順で、家庭・業務・農業 0.7%、運輸 0.4%、交通 0.3%と予測される。

○ 最終エネルギー消費の増加要因を見ると、先進国では家庭・業務・農業のエネルギー消費増が主な要因であるが、発展途上国では各部門がほぼ同等な原因となっている。もっとも急速に伸びるのは、アジアの運輸 3.9%である。

○ エネルギー源の構成の変化は地域によって異なる。しかし、石油は主要なエネルギー源であることには変わりがなく、ほとんどの地域では 40%から 50%を占める。先進国では石油が主に運輸に使われるが、途上国では産業にも多く使われる。石炭のシェアはアジアでは横ばい、アフリカでは微増するものの、その他地域では大きく低下する。電力のシェアはすべての地域で増加する。ただし、代わって減少するエネルギーは先進国では化石燃料であるのに対して、ほとんどの発展途上国ではバイオマスである。電力の伸びはエネルギー源の中でもっとも高いものである。その伸び率はアジアでは平均 5.1%であり、アフリカ、中東、ラテンアメリカでも世界平均より高い。

○ この見通しのため利用された「POLES モデル」は最終消費部門を 4 部門に分ける。この 4 部門は産業、運輸、家庭、業務（農業を含む）である。産業はさらに 4 部門（鉄鋼、

化学、非金属、その他）に細分化する。交通は 6 形態（旅客の道路、貨物の道路、旅客の鉄道、貨物の鉄道、航空、その他）に分ける。産業、家庭、業務においては、熱需要（Thermal Use）と電力需要（Captive Use of Electricity）を分離する。基本的に各部門のエネルギー需要は計量経済の手法を用いて、短期と長期の価格効果、それから技術の変化を取り入れて定量化する。

3.1.3 産業

○ 世界平均では、産業のエネルギー消費原単位は年率 1.2%で低下する。言い換えると、産業のエネルギー生産性は年率 1.2%で向上する。つまり、ますますより少ないエネルギー消費でより多くの付加価値を生み出す。エネルギー生産性の向上はアジア（1.5%）、CIS と CEEC（1.4%）がもっとも大きい。北アメリカ、日本、太平洋地域では 1%が予測される。EU は年率 0.9%向上し、世界でもっとも低い地域である。しかし、エネルギー消費原単位の絶対水準では、EU は世界のほとんどの地域より低い。90 年代では EU は日本とアメリカと並んでエネルギー消費原単位のもっとも低い地域であった。2010 年以降、EU はアジアだけに追い越される。アジアの産業のエネルギー消費原単位は急速に減少すると予測される。しかし、CIS と CEEC はエネルギー消費原単位が急速に減少するにもかかわらず、世界のもっとも高い地域であることには変わりがない。最後に、ラテンアメリカでは産業のエネルギー消費原単位の低下はもっとも遅いため、2030 年にはこの地域の産業はほとんどの地域に比べてエネルギー多消費となる。

○ 産業はエネルギー消費の用途がもっとも多様な部門である。POLES モデルは産業を 4 部門、すなわち鉄鋼、化学、非金属、その他に分けて分析する。燃料間の代替はおのおの部門の構造に基づく。

○ ほとんどの鉄鋼生産国/地域では鉄鋼生産のエネルギー消費原単位が低下すると見込まれる。しかし、2030 年においても地域間の差が依然として大きい。EU では原単位の低下が遅いものの、現在そして将来においても世界一の水準を保つ。アメリカは大きく改善しないが世界第二の地位には変化がない。ブラジルは大きく改善するものの、依然として EU の 2 倍ほどエネルギー消費原単位の高い国である。日本は 2015 年まで設備利用率が低いため原単位が悪化すると予測される。

○ 化学と非金属のエネルギー消費原単位は各地域ともに減少する。また、2030 年における各地域の差は 2000 年に比べて縮まる。

3.1.4 運輸

○ 運輸のエネルギー消費の増加は過去に比べて減速する。これは 2 つの競い合う要素によ

るものである。

○ 一方では、基準ケースではすべての地域で一人当たりの自動車保有台数が増加すると予測している。2000 年から 2030 年にかけては世界の年平均伸び率が 1.3%であり、アジアでは 6%、EU と北米では 0.3%となっている。後者は飽和に向かうためである。予測期間中では、一人当たりの自動車保有台数の先進国と発展途上国の比は 22 から 10 までに縮まる。

○ 一台あたりの走行距離数はやや減少する。それは保有台数が増加するとともに、航空と鉄道がより嗜好されるからであり、輸送需要が低下するためではない。この傾向は特に北米と欧州で強い。運転時間の制約で、一台あたりの走行距離数はすでに飽和の近くになっている。また、長距離移動の場合、より快速な交通機関（航空と鉄道）が選ばれるようになっている。

○ 他方では、自動車燃費（Specific Consumption）が大幅に改善することがエネルギー消費を減少させる。予測期間中では EU では 9%の改善が予測される。米国では 18%の改善が予測される。ただし、米国は依然として EU より高い。このような技術の向上は過去にも観測されたが、車両平均サイズの増大により打ち消されていたのである（少なくとも原油安が進んだ 1986 年以降そうであった）。基準ケースでは原油価格の上昇の圧力は車両サイズを縮小させる効果を持っている。

3.1.5 家庭

○ 先進国では世帯あたりの熱需要はエネルギー消費効率の向上のため減少すると予測される。先進国に類似するようになっている中国を除くと、発展途上国では家庭の熱需要がやや増加する。これは消費効率の向上は人口の増加と家庭部門の発展を十分に打ち消せなかったためである。EU と日本では電力以外のエネルギー需要は所得とのリンクをはずして分析している。

○ すべての地域においては家電製品と照明の増加によりエネルギー消費が大きく増加すると予測される。途上国の世帯あたりエネルギー消費量は大きく増加するが、絶対量では先進国の増加は大きい。

○ 一人当たりのエネルギー消費をみると、EU と日本では横ばいとなるが、他の地域ではエネルギー消費効率が向上するためやや減少すると予測される。

3.1.6 業務と農業

○ 世界各地域における業務と農業のエネルギー消費増は興味深いものである。先進国ではこの部門は着実に発展し、熱需要の原単位は年率 1%減少すると予測される。ブラジルとインドではそれぞれ 2.4%と 4.2%減少すると予測される。しかし、中国では暖房床面積が増加するため、エネルギー消費原単位は年率 0.4%増加すると予測される。

○ 一方、すべての地域と国では、業務の動力用エネルギー消費原単位は増加すると予測される。もっとも増加する国はインド（年率 3.3%）と中国（年率 2.7%）であり、増加が低いのは EU（年率 0.9%）と米国（0.5%）である。業務と農業のエネルギー消費では、熱需要の原単位が減少するものの、電力需要（Captive Use of Electricity）がこれ以上に増加することと予測される。

主な結論

○ 最終エネルギー消費は一次需要（国際バンカーを除く）と同様な伸び（年率 1.8%）で増加する。また、世界計では、各部門のエネルギー消費増は類似したものとなる。そのため、部門別のシェアはおおむね変わらず、産業は 35%、運輸は 25%、民生と農業は 40%である。

○ 地域によって部門別のエネルギー消費増は異なる特徴がある。先進国では業務のエネルギー消費増が大きい。一方、発展途上国ではすべての部門が 2%から 3%程度の伸びで増加する。

○ 向こう 30 年間でエネルギー源のシェアは幾分変化する。世界各地域でもっとも変化するのは電力の拡大である。代わって、先進国では石炭が減少し、途上国ではバイオマスが減少する。しかし、2030 年において最終需要に占めるシェアをみると、電力は 1/4 以下に過ぎない。一方、石油は地域によって幾分異なるが 40%から 50%を占める。

以上

（3.1.節文責：計量分析部　沈　中元[14]）

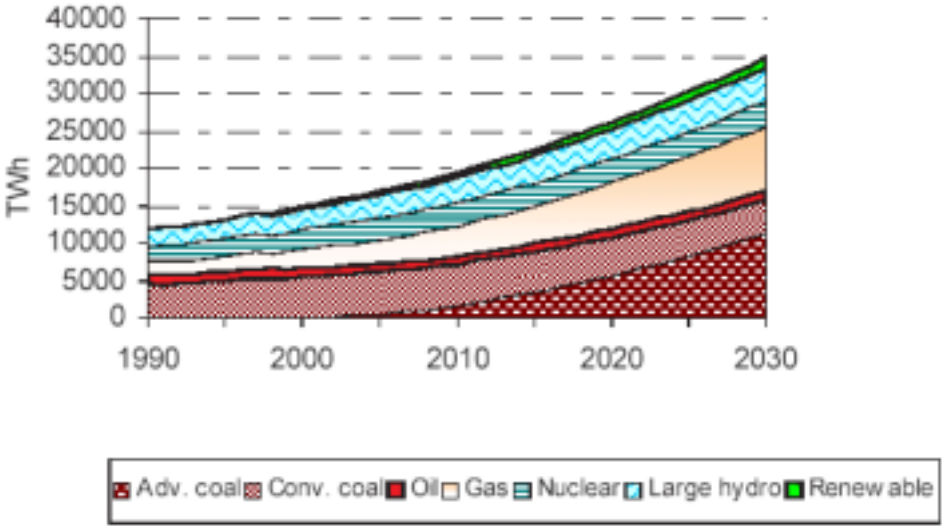
[14] 現在、中国・能源研究所に派遣中。

3.2.発電及び再生可能エネルギー技術

3.2.1.世界の動向

○ 基準ケース（図 3.6）では、世界の電力需要及び供給は、年率 3%で安定的に伸びており、2030 年には、2000 年水準の 2.3 倍に達している。

図 3.6 世界の発電電力量

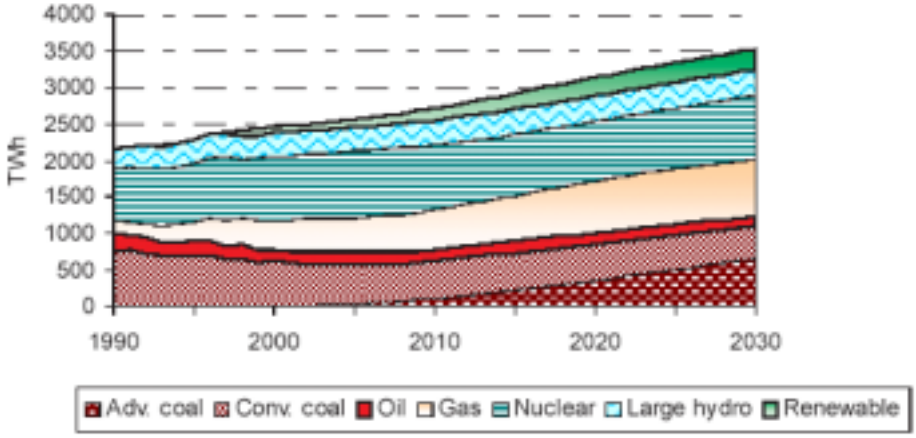


○ 1990 年代に出現した技術により 2030 年における総発電電力量の半分以上が調達され、残りは①ガスコンバインドサイクル発電、②先進型石炭火力発電、③再生可能エネ発電などにより調達される見通し。①、②は 2030 年までに従来型火力プラントをリプレースすと予想される。ガス火力は 16%（2000 年）から 25%（2030 年）、従来型石炭火力は 36%（2000 年）から 12%（2030 年）となるものと予想される。

○ 原子力発電と大型水力発電は持続的発展に逆行すると予想される。原子力 18%（2000 年）から 10%（2030 年）、大型水力 19%（2000 年）から 13%（2030 年）。

○ EU の傾向は、世界の発展傾向に類似している（図 3.7）。しかし、世界の傾向に比して、再生可能エネ発電の普及率が高く（2030 年に総発電電力量の 8%相当）、先進型石炭火力発電の普及率が低い（同 19%）。ここで、再生可能エネ発電については、その普及促進政策の採択が考慮されておらず、その可能性や価格、実績により算出されていることを強調しておく。同様に、脱原子力政策の採択についてもなんら考慮されていない。にもかかわらず、原子力シェアは 35%（2000 年）から 25%（2030 年）減少が予想されている。

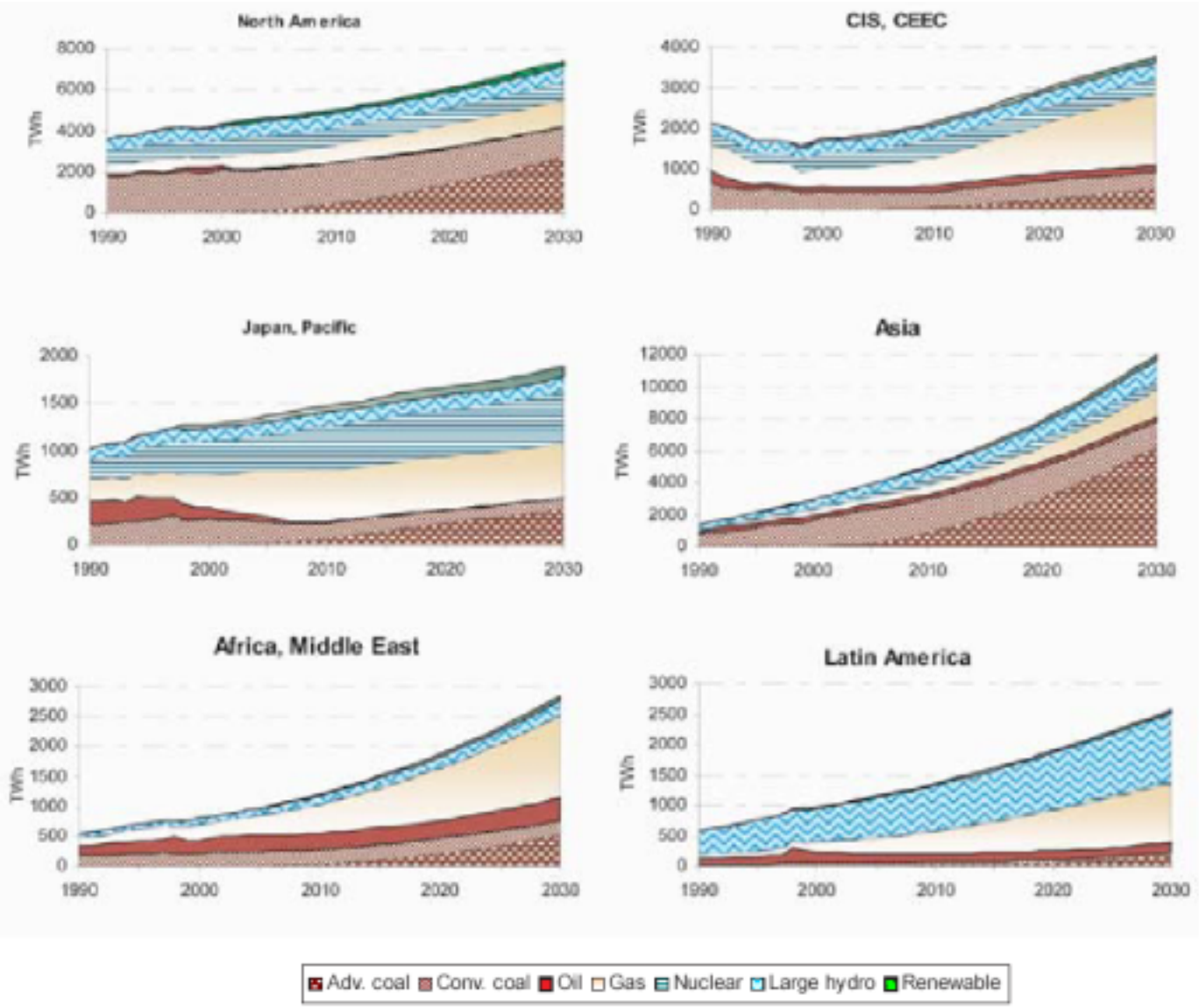
図 3.7 EU の発電電力量



○ 電源構成の変化は、資源の賦存状況により様々である（図 3.8）。

- 北米:石炭シェアが依然安定(2030 年 50%以上)。特に先進型石炭火力が急増(同 37%)。
- アジア：石炭依存（6 割以上）を継続。特に先進型石炭火力は石炭ベース発電の 3/4 以上を占める。
- 独立国家共同体、CEEC：ガスのシェアが顕著に増加（2030 年 47%）。原子力はガスプラントにリプレースされるため減少（2000 年 21%から 2030 年 10%）。
- アフリカ、中東：ガスのシェアが急増（2000 年 33%から 2030 年 10%）。先進型石炭 19%（2030 年）。
- ラテンアメリカ：ガス発電と水力発電（世界と逆行）に依存。石炭ベースの発電は限界に近い。

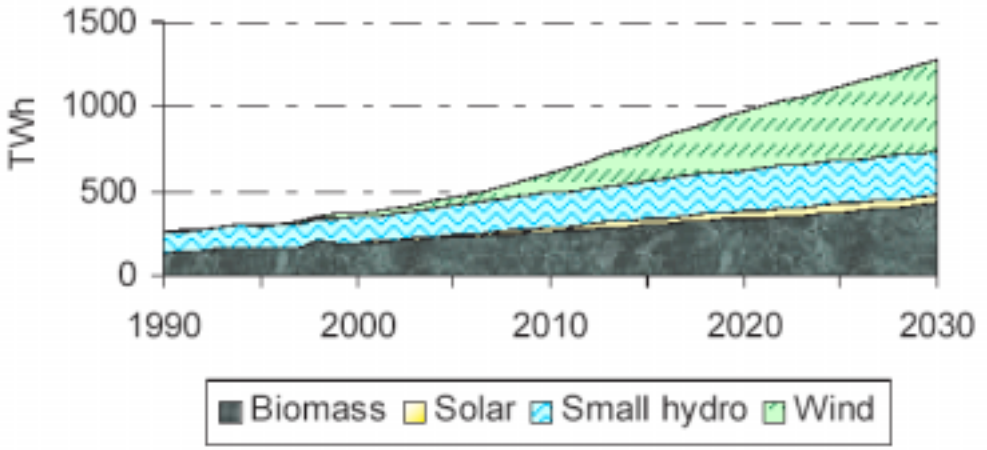
図 3.8 その他世界各地域の発電電力量



3.2.2.再生可能エネルギー発電

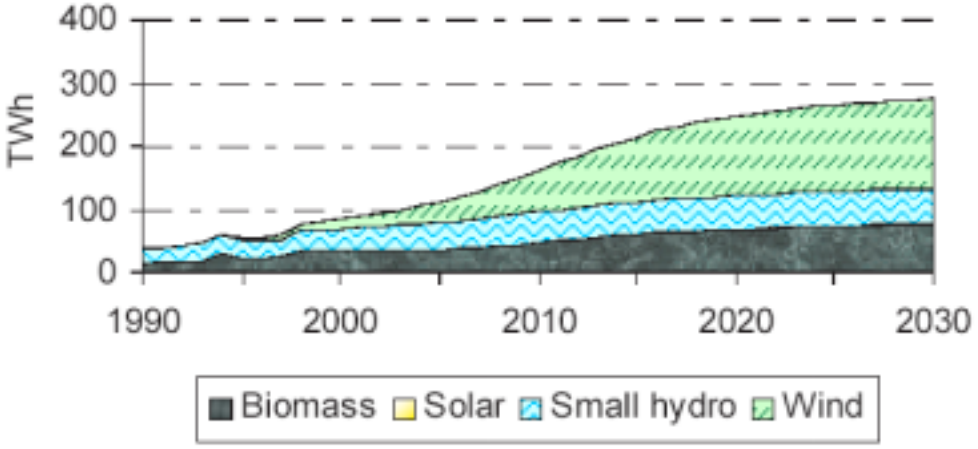
○ 参照ケース（図 3.9）では、再生可能エネ発電に対する政策目標が考慮されていないが、バイオマス、太陽光、風力及び小型水力による電力生産の伸びが世界レベルで年平均 4%以上と顕著である。太陽光及び風力発電の成長が最も顕著であり、その発電電力量は 2000 年から 2030 年までの間、年平均約 11%での増加が予想される。この様な急速な発展にもかかわらず、当初の水準が低いため、再生可能エネ発電は 2030 年時点で総発電電力量の約 3%相当にも達しないと予想される（大型水力及び地熱発電を含めると 16%）。

図 3.9 世界の再生可能エネ発電電力量



○ EU における再生可能エネ発電電力量（大型水力及び地熱発電を除く）の展望（図 3.10）では、太陽光発電の低迷と風力発電の発展が最大の特徴である。小型水力やバイオマスは安定して増加し、2030 年には再生可能エネ発電電力量の半分を占めると予想される。残りの半分は風力発電によって賄われる。

図 3.10 EU の再生可能エネ発電電力量

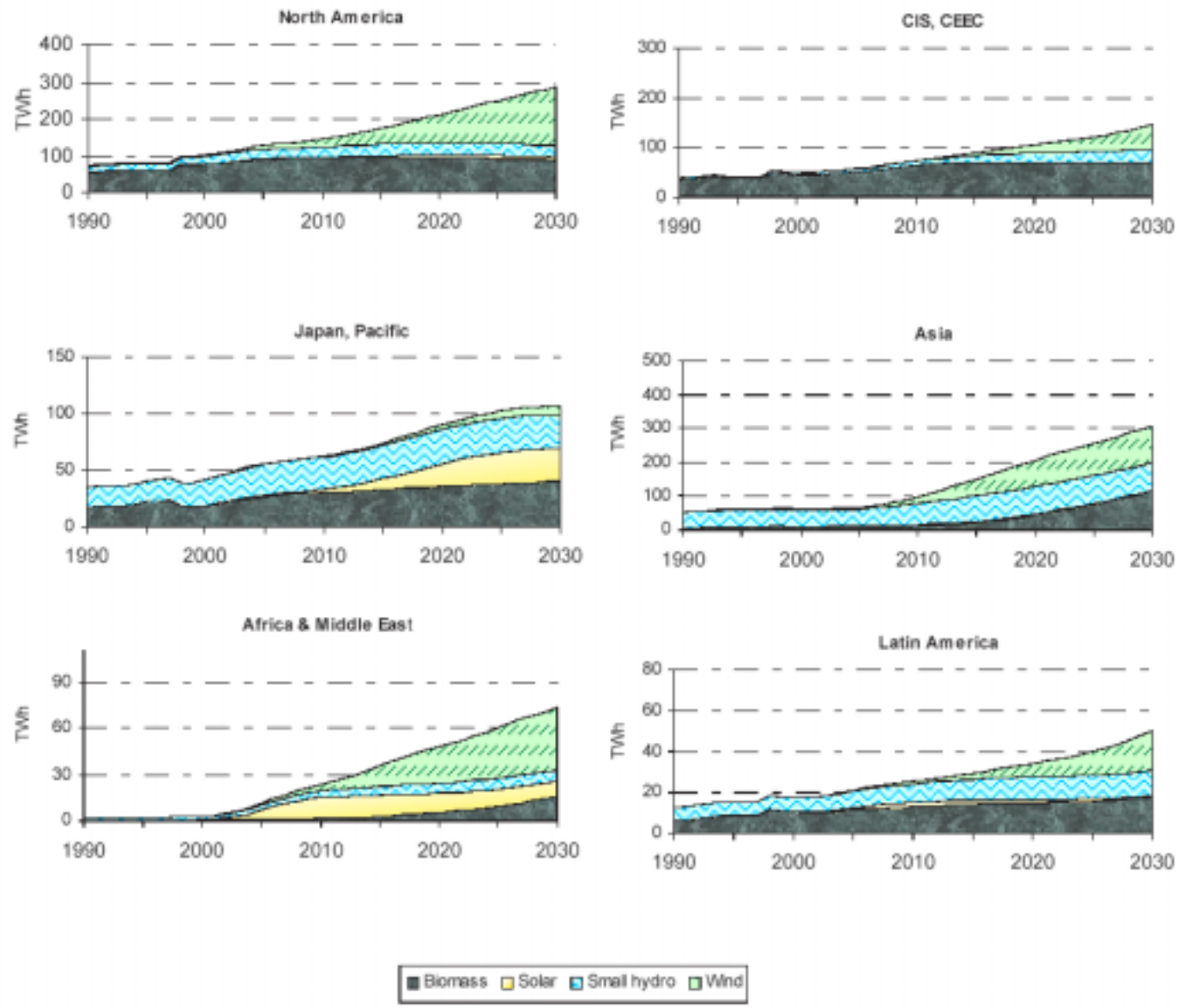


○ その他の地域については図 3.11 で示されている。

- 北米：風力発電が急成長、2030 年には再生可能エネ発電電力量の 55%を占めると予想される。一方、バイオマス発電は 2000 年 70%弱から 2030 年 30%とそのシェアが減少するものと予想される。
- 独立国家共同体、CEEC：バイオマス、風力及び小型水力が主要な再生可能エネ電源であり続けるものと予想される。
- 日本及び太平洋地域：太陽光が最大の革新を遂げ、2030 年にはバイオマス、小型水力とほぼ均衡し、この 3 つが再生可能エネ電源の主流となると予想される。

- アジア：風力及びバイオマス発電が著しく拡大し（各々14%、8%）すると予想される。2030 年には上記 2 電源と小型水力により再生可能エネ発電電力量の 1/3 を占めると予想される。
- ラテンアメリカ：風力は 2010 年以降発展。2030 年にはバイオマス、小型水力及び風力がほぼ均等に分布するものと予想される。

図 3.11 その他世界各地域の再生可能エネ発電電力量



以上

（3.2 節文責：電力グループ　堂野靖[15]）

[15] 現、日本原子力発電株式会社・敦賀発電所勤務

第４章　不確実性の評価

基準ケースは、マクロ経済の一般情勢、将来のエネルギー政策・環境政策、エネルギー価格、資源、経済発展、エネルギー関連技術の発展に関する一般的に受け入れられた前提条件に基づいた世界のエネルギーの将来像を提示した。しかし、今後 30 年間にはこれらの前提条件の変更を迫る不確実性が多く存在する。その中でも重要な不確実性として「一般の石油および天然ガス資源量の予測」をここでは取り上げる。

4.1. 石油およびガス資源について

○ 世界の資源量の変化が世界のエネルギー需給に与える影響を検討する。基準ケースと対比させるために、低資源ケース（石油および天然ガス資源量が小さいケース）と高資源ケース（石油資源量は基準、天然ガス資源量が大きいケース）に分けて検討する。

○ ここでは、「USGS（United States Geological Survey, 米国内務省） 2000 Study」の数値を採用する（図 4-1）。

図 4-1：Ultimate Recoverable Resources in the Reference and Resource cases

(10億ﾊﾞﾚﾙ)	Oil	Gas
Low	2127	1597
Median	2708	2157
High	3651	3116

→ 低資源ケース
→ 基準ケース
→ 高資源ケース

4.1.1. 低資源ケース

○ 低資源ケースと基準ケースとの石油および天然ガスの資源量、消費量および CO2 排出量への影響度の違いは表 4-1、表 4-2、表 4-3 の通りである。

○ 低資源ケースと基準ケースとの相違点

・究極可採埋蔵量（Ultimate Recoverable Reserve）の見積りを低くしたことによって大きな影響を受けた地域は、石油に関しては中東湾岸と OECD 以外の地域と、天然ガスに関しては OECD と CIS 以外の地域である（表 4-1）。

・石油および天然ガス価格は上昇（2030 年には対基準ケースで石油は 22%上昇、ガスは米国向けが 57%上昇、欧州向けが 28%上昇、アジア向けが 22%上昇）（表 4-1、表 4-2）。

・2030 年における OECD の石油生産量が全世界に占める割合は 6%（基準ケース：12%）、その他地域は 18%（同 34%）となる。また、非在来型石油（Non-Conventional Oil）の生産シェアは 18%（同 18%）となる。

・2030 年における北米の天然ガス生産量のシェアは 11%（同 18%）（表 4-2）。

・2030 年におけるエネルギー集約度（Energy Intensity：［エネルギー消費量/ＧＤＰ］）は対基準シナリオ比 3.0%減、CO2 排出量は 1.9%減、石油消費量は 6.4%減、天然ガス消費量は 13.0%減となる。一方、石炭消費量は 7.4%増（表 4-3）。

表 4-1：Oil supply：Low case versus Reference

Oil	2010	2020	2030
URR			
Gulf	-13%	-11%	-10%
OECD	-21%	-19%	-18%
Other	-26%	-24%	-22%
World	-20%	-18%	-16%
Oil reserves			
Gulf	-20%	-34%	-52%
OECD	-43%	-51%	-47%
Other	-28%	-41%	-50%
Non conventional	20%	34%	16%
World	-18%	-23%	-31%
Oil production			
Gulf	40%	36%	9%
OECD	-37%	-51%	-47%
Other	-22%	-35%	-46%
Non conventional	27%	67%	153%
World	-2%	-2%	6%
R/P Ratio	-15%	-20%	-28%
Oil Price	9%	16%	22%

URR：Ultimate Recoverable Resources

表 4-2：Gas supply：Low case versus Reference

Gas	2010	2020	2030
URR			
OECD	-19%	-18%	-17%
CIS	-25%	-25%	-24%
Other	-30%	-30%	-29%
World	-26%	-25%	-25%
Gas reserves			
OECD	-36%	-46%	-54%
CIS	-6%	-14%	-26%
Other	-34%	-37%	-40%
World	-26%	-31%	-37%
Gas production			
OECD	-11%	-15%	-42%
CIS	13%	4%	-2%
Other	-2%	-2%	-5%
World	-2%	-5%	-13%
R/P Ratio	-25%	-28%	-27%
Gas import price			
American market	7%	25%	57%
European market	11%	13%	28%
Asian market	3%	6%	22%

URR：Ultimate Recoverable Resources

表 4-3：World energy consumption and CO2 emissions：Low case versus Reference

	2010	2020	2030
Energy Intensity of GDP	1.7%	-2.4%	-3.0%
CO2 Emissions	-1.9%	-2.4%	-1.9%
Gross inland consumption	-1.7%	-2.4%	-3.0%
Coal, lignite	-0.3%	1.7%	7.4%
Oil	-3.2%	-5.2%	-6.4%
Natural Gas	-2.7%	-5.1%	-13.0%
Other	0.8%	1.8%	3.8%

4.1.2. 高資源ケース

○ 高資源ケースと基準ケースとの天然ガスの資源量、消費量および CO2 排出量への影響度の違いは表 4-4、表 4-5 の通りである。

表 4-4：Gas Supply：High case versus Reference

Gas	2010	2020	2030
URR			
OECD	32%	31%	30%
CIS	42%	41%	40%
Other	50%	49%	48%
World	43%	42%	42%
Gas reserves			
OECD	52%	92%	124%
CIS	8%	16%	28%
Other	5%	27%	43%
World	11%	30%	45%
Gas production			
OECD	4%	19%	35%
CIS	2%	5%	7%
Other	12%	12%	23%
World	7%	12%	20%
R/P Ratio	4%	16%	20%
Gas import price			
American market	-14%	-25%	-39%
European market	-14%	-21%	-28%
Asian market	-14%	-15%	-16%

表 4-5：World energy consumption and CO2 emissions：High case versus Reference

	2010	2020	2030
Energy Intensity of GDP	0.1%	0.9%	1.5%
CO2 Emissions	-0.8%	-0.4%	-0.2%
Gross inland consumption	0.1%	0.9%	1.5%
Coal, lignite	-4.2%	-5.9%	-8.5%
Oil	-0.9%	-1.8%	-2.9%
Natural Gas	5.7%	12.2%	21.2%
Other	0.2%	-0.9%	-3.7%

○ **高資源ケースと基準ケースとの相違点**

・2030 年における天然ガスの究極可採埋蔵量の見積りを見ると、対基準ケース比で 42%増となっている。これを地域別に見ると、ラテン・アメリカが 83%増、中国が 74%増、CIS が 40%増となっている（表 4-4）。

・天然ガスの資源量・生産量増加を反映して、2030 年には天然ガス輸入価格は対基準ケース比で見ると米国市場で 39%減、欧州市場で 28%減、アジア市場で 16%減となる（表 4-4）。

・2030 年における天然ガスの資源量は対基準ケース比 45%増、生産量は 20%増となっている（表 4-4）。

・2030 年における地域別の天然ガス生産量シェアは中東が 13%（基準ケース 16%）、CIS

が 31%（同 35%）、OECD が 27%（24%）となっている。基準ケースと比較して、中東および CIS への依存度が低下すると考えられる。

・2030 年におけるエネルギー集約度は対基準ケース比 1.5%増、CO2 排出量は 0.2%減、石炭、石油の消費量はそれぞれ 8.5%減、2.9%減となる。一方の天然ガス消費量は 21.2%増となる。

主な結論

○ 低資源ケースでは 2030 年に約 40 ﾕｰﾛ/ﾊﾞﾚﾙという基準ケースよりもはるかに高い石油・ガス価格が想定されている。これにより、世界のエネルギー需要は対基準ケース比で 3%減となり、石油・天然ガスの消費量が抑制される一方で石炭と非化石燃料の消費が促進される。なお、世界全体の CO2 排出量は対基準ケース比 2%減となる。

○ 高資源ケースでは 2030 年にガス価格が米国で 16 ﾕｰﾛ/ﾊﾞﾚﾙ、欧州で 20 ﾕｰﾛ/ﾊﾞﾚﾙ、アジアで 28 ﾕｰﾛ/ﾊﾞﾚﾙまで低下する。これに対して、石油価格は石油と天然ガスとの間の代替の可能性が小さいために、わずかな低下に留まる。そして、エネルギー・ミックスの中に占める天然ガスの比率が大いに高まる。

以上

(4.1.節文責：エネルギー動向分析室　小森吾一)

4.2　発電部門の技術開発

○　将来のエネルギーシステムの想定にあたっては技術が大きな要因となる。この章はより効率的な技術、燃料ミックスを適用することによりどのような技術開発がエネルギー起源の温室効果ガス削減に貢献できるかを検討することを目的とする。

技術開発と習熟

○　長期的な技術開発を見通すことは極めて困難であるが、最近の努力によりエネルギーにおける技術開発モデルが大きく改善されている。WETO のモデルは習熟効果、技術開発の R＆D を考慮にいれており、技術開発と一貫性をもった予測が可能となっている。

○　技術ケースは以下のように要約できる。

・ガスケース：天然ガス利用の向上、GTCC 及び燃料電池の改善
・石炭ケース：超臨界石炭プラント、IGCC、石炭直焚きプラントの改善
・原子力ケース：費用・安全面での原子力技術の改善
・再生可能ケース：風力、バイオマス、太陽熱発電、小型水力、太陽光発電における改善

4.2.1　ガス

○　ガスケースは CO2 排出に関しては大きな影響を与えない。基準ケース比-0.16%に過ぎない。これは一部にはガス資源の地理的分布が偏在していることにより、低価格でのガス利用が特にアジアで困難なことによる。欧米地域等においては、想定期間中はもともと比較的低価格傾向が続き、特に発電部門において需要が拡大するが、このこともガス先端技術による CO2 削減への影響を限られたものにしている。

表 4-6：Assumptions and results of the Gas case

	2000	2010			2030		
		Reference	Gas case	Change	Reference	Gas case	Change
Gas turbine combined cycle							
Total investment cost [€$_{99}$/kW]	745	587	548	-7%	533	427	-20%
Efficiency [%]	53.5	57	57	0%	59	63	7%
Electricity generation [TWh]	1311	5240	6111	17%	8334	10409	25%
Total							
Electricity generation [TWh]	15639	20159	20175	0.1%	36621	36720	0.3%
CO_2 emissions [Gt]	6794	8184	8162	-0.3%	12562	12359	-1.6%
CO_2 emissions [Gt] from electr. generation	2318	2457	2412	-1.8%	4298	3990	-7.2%

4.2.2　石炭

○　石炭ケースは、地域間によって差異はあるものの、世界レベルでは CO2 排出に影響を

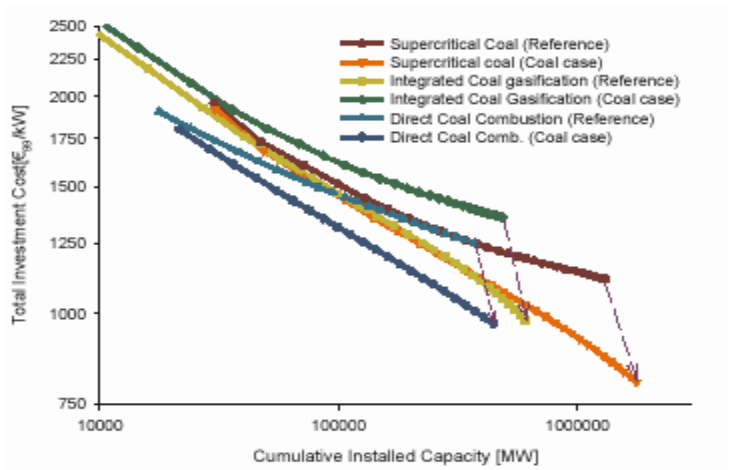
与えない。革新的石炭プラントは高効率であり、従来型プラントより CO2 排出はかなり少ないが、高効率が故にコストが安く、原子力等の CO2 排出が少ない発電より普及するため、削減効果を相殺してしまう。

表 4-7：Assumptions and results of the Coal case

	2000	2010			2030		
		Reference	Coal case	Change	Reference	Coal case	Change
Supercritical coal							
Total investment cost [€$_{99}$/kW]	1970	1303	1181	-9%	1117	805	-28%
Efficiency [%]	44	46	47.7	4%	49	55	12%
Electricity generation [TWh]	0.009	1391	1518	9%	6989	8608	23%
Integrated Coal Gasification (IGCC)							
Total investment cost [€$_{99}$/kW]	2631	1805	1637	-9%	1361	980	-28%
Efficiency [%]	43.5	49	49	0%	49.8	54	8%
Electricity generation [TWh]	0.11	355	396	12%	3101	3752	21%
Direct coal							
Total investment cost [€$_{99}$/kW]	n.a.	1733	1696	-2%	1252	969	-23%
Efficiency [%]	n.a.	46.5	50	8%	49.3	54	10%
Electricity generation [TWh]		n.a.	n.a.		1893	2140	13%
Total							
Electricity generation [TWh]	15639	20159	20167	0.0%	36621	37006	1.1%
CO_2 emissions [Gt]	6794	8184	8170	-0.2%	12562	12560	0.0%
CO_2 emissions [Gt] from electr. generation	2318	2457	2443	-0.6%	4298	4309	0.3%

○ 石炭の新技術の中では超臨界石炭プラントのシェアが最も大きく変化する。集中型発電に占めるシェアは、IGCC が 9%から 10%への微増にとどまるのに対して、超臨界石炭プラントは 20%以下から約 25%になる。石炭直焚きプラントで想定している改善はそのコスト競争力を上昇させる程のものではなく、そのシェアは 5.5%にとどまる。これらの結果は石炭技術の習熟カーブに反映されている。

図 4-2：Learning curves for advanced coal technologies



○ 革新的石炭技術は、ガス・コンバインド・サイクル発電の減少をもたらす。しかし基準ケースにおいてすでに石炭発電の 78%が新技術で賄われており、新技術による旧技術の代替の余地は少ない。新石炭技術は新型原子炉の開発の停滞要因として働くが、これは旧技術にない傾向である。新技術による石炭発電のコストが安いことは、バイオマス・ガス化コンバインド・サイクル、風力発電にも厳しい影響を与える。国際石炭価格は５～7%上昇するだろうが、これにより石炭新技術の価格競争力が失われることはない。

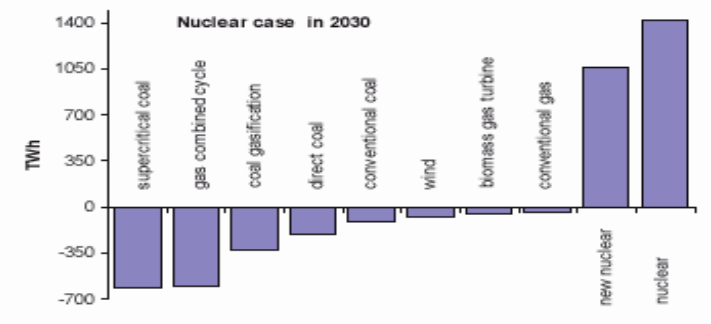
4.2.3 原子力

○ 原子力技術ケースにより２０３０年時点で世界の CO2 排出は 2.8%減少する。世界的には原子力発電はかなりの延びを示す。原子力発電～基準ケースでは高コストなオプションであったが～は、石炭・ガス発電の代替としてミドル及びピークに浸透する。国際ガス価格は３～8%低下、国際石炭価格は５～10%低下する。原子力ケースの多くの変化は、石油が影響する余地の少ない発電部門に限られているため、国際石油価格には大きな影響を及ぼさない。

表 4-8：Assumptions and results of the Nuclear case

	2000	2010			2030		
		Reference	Nuclear case	Change	Reference	Nuclear case	Change
Light Water Reactor (LWR)							
Total investment cost [€₀/kW]	3632	3574	3159	-12%	3639	2365	-35%
Electricity generation [TWh]	2627	3155	3158	0%	2832	4253	50%
Advanced Nuclear Design							
Total investment cost [€₀/kW]	n.a.	6770	5980	-12%	2560	1663	-35%
Electricity generation [TWh]	n.a	n.a.	n.a		377	1443	283%
Total							
Electricity generation [TWh]	15639	20159	20225	0.3%	36621	36849	0.6%
CO_2 emissions [Gt]	6794	8184	8202	0.2%	12562	12214	-2.8%
CO_2 emissions [Gt] from electr. generation	2318	2457	2473	0.7%	4298	3984	-7.3%

図 4-3：Impact of the nuclear case on the electricity generation by technology



4.2.4　再生可能

○　再生可能ケースにより世界の CO2 排出は 3%減少する。この減少は他の主要発電（主に石炭・ガス発電）が総じて減少することによりもたらされる。

表 4-9：Assumptions and results of the Renewable case

	2000	2010			2030		
		Reference	Renewable case	Change	Reference	Renewable case	Change
Photovoltaics							
Total investment cost [€$_{99}$/kW]	6457	4373	3936	-10%	3146	2202	-30%
Electricity generation [TWh]	0.02	0.26	0.33	27%	0.88	2.04	132%
Biomass gasification							
Total investment cost [€$_{99}$/kW]	2368	2198	1978	-10%	2087	1461	-30%
Electricity generation [TWh]	0.11	255	218	-15%	169	371	120%
Wind turbines							
Total investment cost [€$_{99}$/kW]	996	911	820	-10%	816	571	-30%
Electricity generation [TWh]	23.6	171	230	35%	710	2016	184%
Total							
Electricity generation [TWh]	15639	20127	20159	0.2%	36621	35802	-2.2%
CO_2 emissions [Gt]	6794	8184	8150	-0.4%	12562	12188	-3.0%
CO_2 emissions [Gt] from electr. generation	2318	2457	2432	-1.0%	4298	3917	-8.9%

○　国際石油価格は 1%低下するが、ガス・石炭価格は、発電部門以外（主に産業用）での消費増を見込んでも 5%低下する。これにより発電部門での消費減の一部は相殺される。再生可能技術の適用が発電分野のみであること、またその進歩が断続的なものであることから、2030 年時点で再生可能技術が CO2 排出に大きな影響を与えることはない。また多くの再生可能技術は 2030 年間近になり漸く競争力を持ってくるので、想定期間中はこの技術の潜在能力は十分に発揮されない。

4.2.5　CO2 排出への影響

○　この章で検討した技術開発の様々な想定の違いにより電源構成は大きな影響を受けるが、世界の CO2 排出にはさしたる影響は及ぼさない。基準ケース比は最大で 3%である。この章で検討した技術ケースは世界的な CO2 排出問題に対する確固たる解決策にはならない。これには様々な理由がある。エネルギー市場構造に関連する問題とともに、このモデル設定方法固有の問題もその一因である。

表 4-10：Summary of the impact of the technology cases

changes as compared to Reference in 2030	Electricity generation based on Gas	Coal	Nuclear	Renewables	Total generation	CO_2 emissions	Total CO_2 emissions
Gas case	**21.6%**	-12.2%	-5.3%	-10.5%	0.3%	-7.2%	-1.6%
Coal case	-16.0%	**15.0%**	-6.5%	-10.2%	1.1%	0.3%	0.0%
Nuclear case	-7.1%	-8.1%	**77.5%**	-9.9%	0.6%	-7.3%	-2.8%
Renewable case	-12.3%	-8.8%	-2.4%	**132.0%**	-2.2%	-8.9%	-3.0%

主要な結論

○ 技術開発に関する想定の相違は、電源構成に大きな変化をもたらす。しかしながら、ここで規定された技術ケースは CO2 問題に対して確固たる解決策にならない。

○ これは主に、技術ケースがエネルギー市場の一部～基本的には発電部門～のみ影響する一連の技術革新の点から定義されたことによる。発電部門は重要であるが、世界の CO2 排出全体の約 1/3 を占めるに過ぎない。技術が発電部門に限られている以上、この範囲内での影響を与えるに過ぎない。

○ 他の主要な CO2 排出部門に対してもエネルギー技術ケースの適用を広げていくことは、将来の優先的な課題である。それはまず道路部門である。家庭部門、第三セクター及びエネルギー集約的な産業部門の新技術も分析が必要である。

○ 以下の相反する影響により、化石燃料技術の改善は CO2 排出に大きな影響を与えない。化石燃料の先端技術は、エネルギー効率の向上による CO2 排出削減につながる一方、化石燃料技術の低コスト化をもたらし、その使用を助長するからである。よって CO2 排出に対しては、非化石エネルギーのシナリオがより大きな影響を与える。

○ 政策主導を伴わない場合、エネルギー技術そのものの CO2 問題への影響度合いは大きくない。税制による外部コストの内部化を伴う技術ケースにより、エネルギー技術の影響力は増す。

以上

（4.2 節文責：電力グループ　小野寺正洋）

第 5 章　世界における EU ガス市場

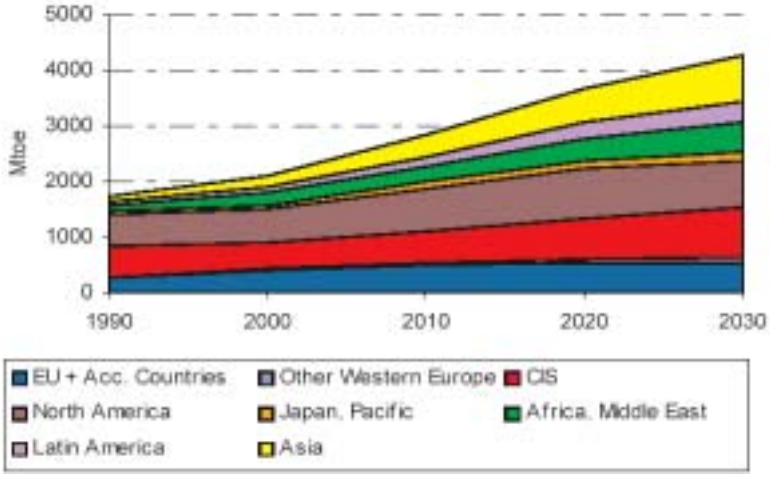
過去 10 年間における EU のエネルギー消費で、天然ガスは最も伸びが大きいエネルギー源であった。ガスと発電との相乗効果が、この伸びの決定要素である。本章では、まず EU におけるガス需要の見通しを過去のトレンド及び他地域の状況と比較する。次に、ガス生産レベル、EU 及び他地域のガス供給パターンに関して予想される変化を分析する。最後に、EU のガス供給セキュリティに関するインプリケーションを導く。

5.1. ガス需要

世界のガス需要における EU の寄与

○ 2000 年から 2030 年にかけて、世界のガス需要は 2.4%/年で成長し、2030 年には 43 億石油換算トンに達すると見込まれている。

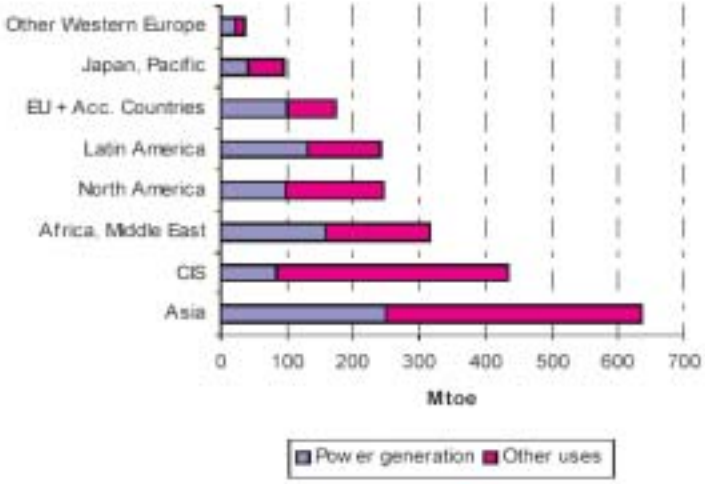
図 5.1. 世界のガス需要



（出所）World energy, technology and climate policy outlook, pp84

○ EU における成長率は世界全体よりもかなり低く、EU15 ヶ国では同時期に 0.8%/年、加盟候補国を含めても 0.9%/年に過ぎない。但し、同時期の石油（0.2%/年）や石炭（0.5%/年）の成長率よりは高い。その結果、一次エネルギー供給に占める天然ガスの割合は、2000 年の 24%から 2030 年には 27%に達する見込みである。また、一次エネルギー供給におけるガスの伸び率は、発電用途での伸びを反映して最終ガス需要の伸び率より高い。最終エネルギー消費としてのガス、すなわち都市ガス等での需要は市場成熟につき伸びは低い。

図 5.2．2000 年から 2030 年の地域別ガス消費の増加量及び発電用途の割合



（出所）World energy, technology and climate policy outlook, pp85

○ 他地域を見ると、北米での成長率も比較的低く、同時期に 1.2%/年と見込まれる。一方、アジア及び中南米におけるガス需要の成長率は、2000 年から 2030 年の間で 4%/年以上になり、需要増加分の約 1/3 はアジアにて発生することになる。その他の地域（CIS、アフリカ、中東、日本及び太平洋地域）における成長率は 2.3～3%/年である。

EU におけるガス火力発電の増加

○ 2000 年から 2030 年の間で、世界のガス需要増加分の 50%以上は発電分野にて消費されると見込まれている。ガス火力発電量の伸び（4%）は電力生産全体の伸び（3%）より高く推移し、ガス火力発電のシェアは 2000 年の 19%から 2030 年には 28%に拡大する。一方、原子力、水力は伸び悩み、両発電のシェアは 2000 年の 37%から 2030 年の 24%へ減少する。また、発電効率の改善により、ガス火力発電量よりガス投入量の伸びが低くなる。

表 5.1．天然ガス火力発電量のシェア見通し

	1990	2000	2010	2020	2030
European Union	12%	22%	27%	29%	27%
CIS, CEEC	35%	30%	36%	44%	49%
North America	15%	14%	22%	24%	20%
Japan, Pacific	24%	31%	40%	37%	35%
Africa, Middle East	25%	34%	39%	47%	49%
Latin America	10%	15%	29%	38%	40%
Asia	5%	12%	13%	16%	17%
World	18%	19%	25%	28%	28%

（出所）World energy, technology and climate outlook, pp87

○ 2000 年から 2010 年にかけて、総発電量の伸びの 70%近くがガス火力発電によるものと予測され、ガス火力発電のシェアは 2010 年に 27%、2020 年には 29%に達する。2020 年以降は石炭の高度発電利用技術（Advanced Coal Technology）の進展により、石炭火力発電が発電量増加の大部分を占める。その結果、ガス火力発電のシェアは 2030 年には 27%に戻る。

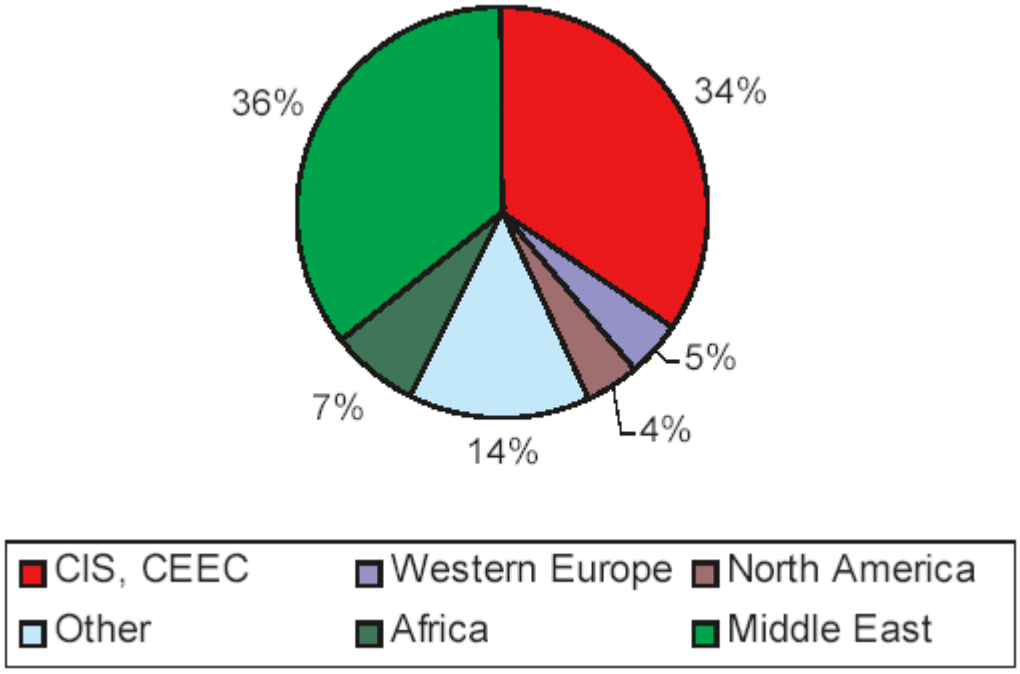
○ 日本及び太平洋地域、北米でも類似した傾向が見られるが、これらの地域では、2020 年から 2030 年にかけて石炭高度発電利用技術への投資が CCGT への投資を上回り、2030 年にはガス火力発電のシェアは微減する。その他の地域では、ガス火力発電のシェアは堅調に伸びると予測されている。

5.2. ガス供給

ガス埋蔵量

○ 世界の天然ガス埋蔵量は豊富にあり、2001 年現在で 164 兆立米である。そのうち 36%が中東に、34%が CIS・中東欧地域に存在する。

図 5.3. 天然ガス埋蔵量

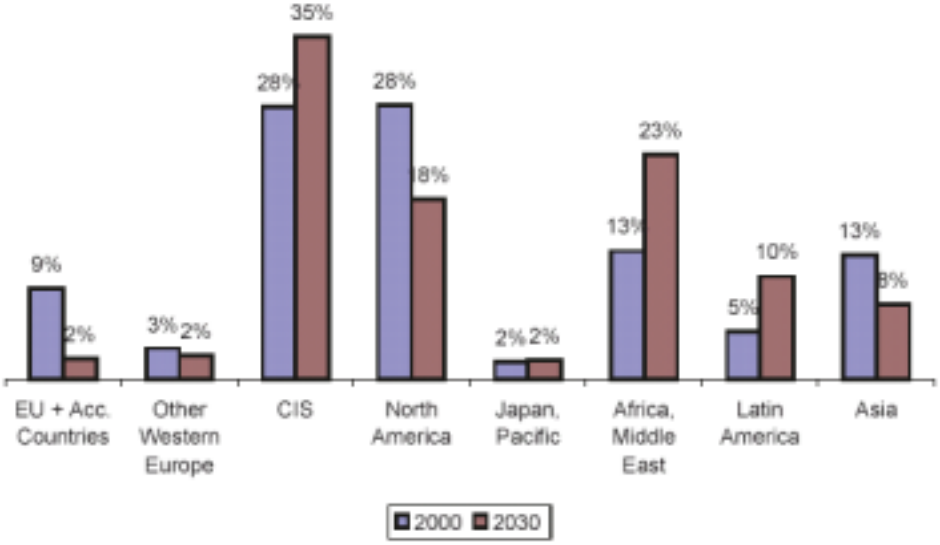


（出所）World energy, technology and climate policy outlook, pp87

ガス生産

○ WETO では EU を除く全ての地域で天然ガス生産が増加すると見込まれている。EU の天然ガス生産は、2000 年から 2030 年にかけて半減し、世界の生産に占める割合は 9%から 2%に減少する。生産量増加の大部分は、中南米、アフリカ及び中東によるものと予測される。2030 年には、CIS が世界の天然ガスの 1/3 以上、アフリカ・中東が 23%、北米が 18%、中南米が 10%を生産する。

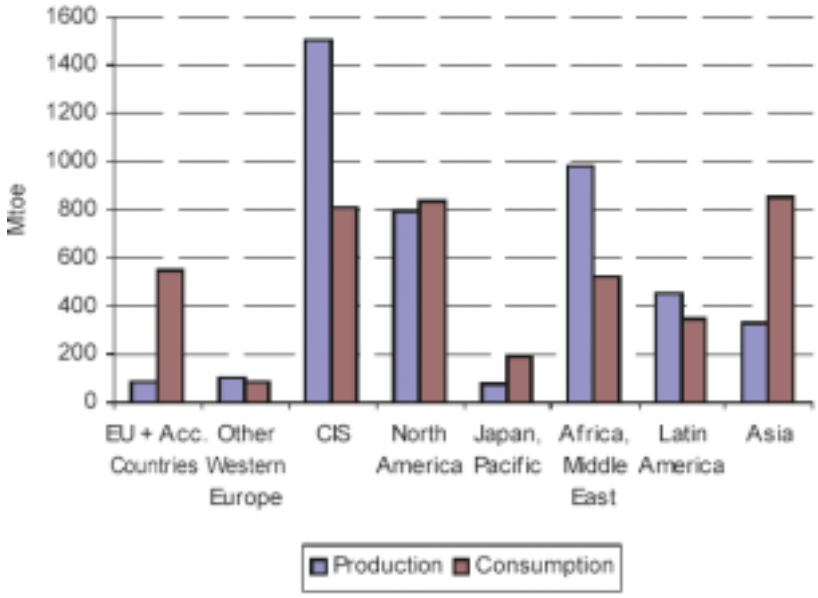
図 5.4．天然ガス生産の地域別シェア



（出所）World energy, technology and climate policy outlook, pp89

○ 2000 年の EU における天然ガス需要の 50%は、オランダと英国での生産によって賄われている（ノルウェーを含めると 66%）。残りの需要は、ノルウェー、CIS 及びアルジェリアからのパイプライン・ガス輸入とアルジェリア、ナイジェリアからの LNG 輸入によって賄われている。2000 年時点における他の純輸入地域として日本及び太平洋地域があり、ガス需要の 2/3 が東南アジア及び中東からの LNG 輸入で賄われている。EU 及び EU 加盟候補国の天然ガス輸入依存度は高まると見込まれており、2030 年には 80%に達する。

図 5.5．2030 年のガス消費と生産



（出所）World energy, technology and climate policy outlook, pp90

○ 世界の天然ガス需要の伸び及び天然ガス埋蔵量と生産量の地域格差により、天然ガス貿易が増加すると思われる。現在、世界の天然ガス消費量の地域間貿易が占める割合は14%であるが、2030 年には 36%に達する。

欧州と CIS 間のガス貿易

○ WETO 基準ケースによると、2030 年においても、CIS、ノルウェー、アフリカ（アルジェリア、リビア）が EU への主なガス供給地域であることに変化はない。CIS へのガス輸入依存度は、2000 年の 28%から 2030 年には 54%に拡大する。中東からの輸入は 2020 年をピークに減少する。同時期より中東からアジアへの輸出が拡大する。ノルウェーへの依存度は、2010 年には 23%に達するが、その後は減少する。

表 5.2．ガス貿易マトリクス

2000年

BCM 輸入地域 / 輸出地域	北米	中南米	欧州	CIS	アフリカ 中東	アジア	日本 太平洋地域	生産量合計
北米	659	0	0	0	0	0	2	661
中南米	1	116	0	0	0	0	0	117
欧州	0	0	294	0	0	0	0	294
CIS	0	0	137	521	0	0	0	658
アフリカ･中東	2	0	62	0	239	0	8	311
アジア	0	0	0	0	0	246	75	321
日本･太平洋地域	0	0	0	0	0	0	41	41
消費量合計	662	116	493	521	239	246	126	2404
域外依存度	0.5%	0.0%	40.4%	0.0%	0.0%	0.0%	67.5%	

2010年

BCM 輸入地域 / 輸出地域	北米	中南米	欧州	CIS	アフリカ 中東	アジア	日本 太平洋地域	生産量合計
北米	837	5	0	0	0	0	4	846
中南米	31	187	0	0	0	0	0	218
欧州	0	0	304	0	0	0	0	304
CIS	0	0	204	613	0	5	0	822
アフリカ･中東	0	2	125	0	304	14	10	455
アジア	0	0	0	0	0	425	121	546
日本･太平洋地域	0	0	0	0	0	0	63	63
消費量合計	868	194	633	613	304	444	198	3254
域外依存度	3.6%	3.6%	52.0%	0.0%	0.0%	4.3%	68.2%	

2030年

BCM 輸入地域 / 輸出地域	北米	中南米	欧州	CIS	アフリカ 中東	アジア	日本 太平洋地域	生産量合計
北米	866	16	0	0	0	0	4	886
中南米	73	372	0	0	0	62	0	507
欧州	0	0	220	0	0	0	0	220
CIS	0	0	420	1007	0	265	0	1692
アフリカ･中東	1	0	114	0	606	378	8	1107
アジア	0	0	0	0	3	187	188	378
日本･太平洋地域	0	0	0	0	1	0	90	91
消費量合計	940	388	754	1007	610	892	290	4881
域外依存度	7.9%	4.1%	70.8%	0.0%	0.7%	79.0%	69.0%	

（出所）World energy, technology and climate policy outlook, pp93 に域外依存度を追加

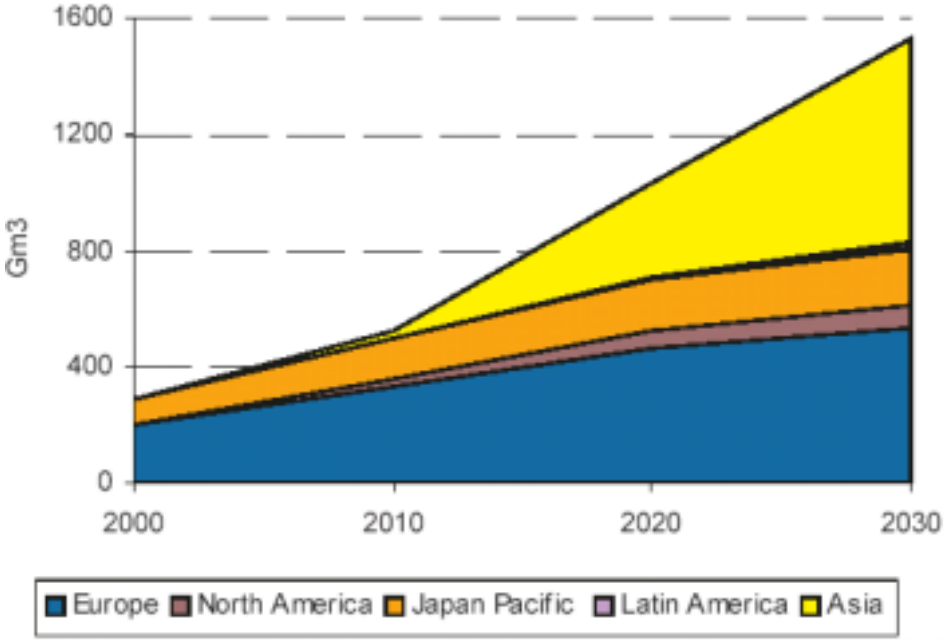
アジアのガス需要

○ 中国及び南アジアを中心とするアジアのガス需要の急速な伸びは、長期的な EU のガス供給パターンに大きな影響を及ぼし得る。アジアのガス需要は 4.6%/年の割合で伸びるが、生産の伸びは 0.7%/年に過ぎない。その結果、2020 年頃にアジアは世界最大のガス純輸入地域になる。輸入量の 70%は中東からの LNG で、30%は CIS からパイプラインで調達される。更に 2030 年には中国と東南アジアのガス生産が激減し、地域の輸入依存度は 79%に達する。輸入依存度の上昇は EU において予測されている状況と類似しており、アジアでは中東依存が高まり、EU では CIS 依存が高まる。

地域間ガス貿易

○ 2000 年から 2030 年にかけて、地域間ガス貿易は 5 倍増加（2,870 億立米→1 兆 5,330 億立米）する。アジアは増加量のかなりを占めるだけでなく、最も域外依存度が高まる地域になる。

図 5.6．地域別天然ガス輸入量の見通し



（出所）World energy, technology and climate policy outlook, pp95

○ 2000 年時点で、パイプラインによるガス輸出は、世界全体での地域間貿易量の 58%を占めた。その殆どはロシアから欧州への輸出によるものである。一方、LNG 貿易ではアジア（東南アジアから日本向けが主）が 70%を、アルジェリアが 20%弱を占めた。LNG 貿易量は今後かなり増加するが、現在の輸出パターンに大きな変化は見られないと見込まれるので、パイプラインによるガス輸出は 2030 年においても全貿易量の約半分を占めると思われる。

○ 2030 年時点で、EU は輸入量のうち、75%がパイプラインで CIS から、20%がパイプラインでアフリカ・中東から、5%が LNG で主にナイジェリアから調達する。但し、ガス貿易量見通しは、石油価格リンクでの長期契約による輸入量をベースにしており、スポット及び短期契約は考慮していない。

5.3. EU のガス供給セキュリティ

○ ガスの供給セキュリティは、主として物理的なリスク（Physical risks）と経済的なリスク（Economic risks）に関係する。物理的なリスクとは、ガス資源の枯渇といったことより、むしろ政治的な危機、輸送の遮断、投資額の不足による供給途絶リスクに関連する。

○ ガス需要の伸び及び生産と需要の地理的な不均衡は、価格の不安定化と一時的な供給途絶に関するリスクを高める。しかし、豊富な資源量、生産部門及び輸送部門における技術革新は、EU のガス供給セキュリティを高める要因となる。なお、リスク低減のためには、EU、EU 加盟候補国及び主要ガス輸出国との間で、投資と貿易のフレームワークの整備、輸送ルートの多角化、パイプライン網の統合整備に関する協力・連携が必要となる。

○ WETO での基準ケース、高あるいは低資源ケースにより、輸入依存と供給多角化という相互に関係する項目に着目することが出来る。

表 5.3. ガスセキュリティーに関する EU 及び EU 加盟候補国の概要

	1990	2000	低資源ケース 2010	基準ケース 2010	高資源ケース 2010	低資源ケース 2030	基準ケース 2030	高資源ケース 2030
GICに占める ガスのシェア	16%	24%	27%	27%	29%	27%	27%	34%
発電量に占める ガス火力発電の シェア	12%	21%	26%	27%	28%	23%	27%	32%
EUのガス 輸入依存度	48%	53%	79%	71%	65%	86%	80%	77%
輸入元								
欧州		60%	30%	48%	53%	18%	29%	42%
CIS		28%	46%	32%	29%	61%	56%	46%
アフリカ･中東		13%	24%	20%	18%	21%	15%	13%

（出所）World energy, technology and climate policy outlook, pp97

○ エネルギー需要に占めるガスのシェアは、高資源ケースを除き 2030 年でも 30%以下である。高資源ケースでは、ガスの競争性は 2030 年まで保持され、石炭のシェアは 1990

年のレベル以下であり続ける。他のケースでは、2020 年まで石炭のシェア減少分が、2020 年以降は石油のシェア減少分がガスに回る。発電用途におけるガス需要も類似した展開が予想される。

○ 輸入依存度はEUのガス資源量の大小に関するケースによって異なるが、2000年の53%から 2010 年には 65～79%に、2030 年には 77～86%に上昇する。ガス資源量が多ければ（高資源ケース）輸入依存度は低め、少なければ（低資源ケース）輸入依存度は高くなる。いずれのケースにおいても、CIS への輸入依存度は高まるが、2030 年の依存度はケースによって 46%～60%の幅がある。

主な結論

○ EU のガス需要は発電用途を中心に急速に拡大しており、世界全体に占める割合は減少するものの、今後 20 年間はこの傾向が継続する。

○ 世界のガス資源は豊富に存在するが、CIS と中東に集中している。これら 2 地域では今後 30 年間にガス生産が着実に伸びる。一方、欧州のガス資源は限られており、生産は 2010 年以降減少する。

○ アジアにおけるガス需要の急速な伸びは、同地域の中東依存を高め、2030 年の EU へのガス供給パターンに何らかの影響を与えると思われる。EU 及び EU 加盟候補国は CIS への輸入依存度が高まる。

○ 今後のガス需要の伸び及び生産と需要の地理的な不均衡は、価格の不安定化と一時的な供給途絶に関するリスクを高める。しかし、パイプライン網の拡充やガス輸出国との対話を維持することによって、EU ガス供給のセキュリティにとっての影響を限定的にすることが可能である。

以上

（5 章文責：ガスグループ　森川　哲男）

第 6 章　気候変動政策のインパクト

○ 温室効果ガス削減のための政策は、エネルギー消費に影響を与える。

6.1　国際合意

- 地球サミット（リオデジャネイロ）
- 気候変動枠組み条約発効（温室効果ガスの濃度安定化）
- 京都議定書採択（先進国の温室効果ガス排出量を 2008~2012 年の期間平均で、1990 年比 5%削減、EU はバードンシェアリングによる目標設定）
  京都議定書では目標達成の対策として国内対策を中心に実施しなければならないが、柔軟措置が選択肢（シンク、IET/JI/CDM）として認められている。

Box 9: Kyoto Protocol emissions targets and EU burden sharing

Country	Target (1990*-2008/2012)
EU-15, Bulgaria, Czech Republic, Estonia, Latvia, Liechtenstein, Lithuania, Monaco, Romania, Slovakia, Slovenia, Switzerland	-8 %
United States	-7 %
Canada, Hungary, Japan, Poland	-6 %
Croatia	-5 %
New Zealand, Russian Federation, Ukraine	0
Norway	+1 %
Australia	+8 %
Iceland	+10 %

Country	Target (1990-2008/2012)
Luxembourg	-28 %
Denmark, Germany	-21 %
Austria	-13 %
United Kingdom	-12.5 %
Belgium	-7.5 %
Italy	-6.5 %
The Netherlands	-6 %
Finland, France	0
Sweden	+4%
Ireland	+13 %
Spain	+15 %
Greece	+25 %
Portugal	+27 %

6.2　2030 年における排出削減ケース

- Carbon　Abatement（CA）ケースは、2010 年以降も地域ごとに合理的な温暖化対策が行われることを前提とする。
- CA ケースには POLES モデルが適用され、税や排出量取引を理論的に組み込んでいる。CO2 排出量は IPCC の B1 シナリオに相当する。
- モデル上での二酸化炭素価格は、2010 年までは EU 関係国で 13.5€/t-CO2、その他の国で 5.5€/t-CO2、CIS では無価値とした。2010 年~2030 年では EU 関係国で 60€/t-CO2、その他の国で 30€/t-CO2 とした。

○　世界のエネルギー需要と CO2 排出量

- CA ケースでは、省エネや燃料転換が進みエネルギー由来の CO２排出量が削減される。
- 経済成長率は、基準ケースで 1.9%/年、CA ケースで 1.3%/年とした。
- エネルギー需要の減少および１次エネルギーの構成変化により、CO2 排出量が 2030 年の CA ケースでは基準ケース比 21%減少する。

Table 6.1: World energy demand and CO_2 emissions

	1990	Ref 2030	CA 2030	% Change CA-Ref
CO_2 emissions ($GtCO_2$)	20.8	44.5	35.3	-21 %
Total consumption (Gtoe)	8.7	17.1	15.2	-11 %
Coal, lignite (Gtoe)	2.2	4.7	2.7	-42 %
Oil (Gtoe)	3.1	5.9	5.4	-8 %
Natural gas (Gtoe)	1.7	4.3	4.3	0 %
Nuclear (Gtoe)	0.5	0.9	1.2	36 %
Renewable (Gtoe)	1.1	1.4	1.8	35 %

○　地域ごとのエネルギー需要と CO2 排出量

- EU 関係国地域での CO2 削減率は他の地域より高く、2030 年では基準ケース比 26%の減少となる。
- CA ケースの CO2 排出量は 1990 年比で約 15%の削減となる。なお、2030 年での CA ケースのエネルギー需要は基準ケース比 12%減となる。
- 2030 年での CA ケースと基準ケースを比較すると、石炭は大きく減少し、61%の減少となる。石油は 13%の減少となる。

Table 6.2: Energy demand and CO_2 emissions in EU and Accession countries

	1990	Ref 2030	CA 2030	% Change CA-Ref
CO_2 emissions ($GtCO_2$)	4.1	4.7	3.5	-26 %
Total consumption (Mtoe)	1608	2000	1759	-12 %
Coal, lignite	449	387	151	-61 %
Oil	626	727	635	-13 %
Natural gas	262	546	527	-3 %
Nuclear	198	238	322	35 %
Renewable	64	122	191	56 %

○ **日本および太平洋地域**

- 同地域の CO2 削減量（基準ケースと CA ケースの差）は、他と比較すると小さい。
- エネルギー需要について両ケースを比較すると、石炭の需要が、再生可能エネルギーと原子力にシフトする。

Table 6.3: Energy demand and CO_2 emissions in the Japan and Pacific region

	1990	Ref 2030	CA 2030	% Change CA-Ref
CO_2 emissions ($GtCO_2$)	1.4	1.8	1.5	-14 %
Total consumption (Mtoe)	537	812	766	-6 %
Coal, lignite	111	160	95	-41 %
Oil	291	291	282	-3 %
Natural gas	61	188	197	5 %
Nuclear	51	135	142	5 %
Renewable	25	45	62	39 %

○ **アジア**

- 2030 年における CA ケースの基準ケース対比での CO2 削減量は 4.1GtCO2、変化率はマイナス 22%である。
- 2030 年におけるエネルギー消費の炭素原単位は、CA ケースの場合、基準ケースと比較してマイナス 12%である。
- 総エネ消費における燃料の構成比をみると原子力、ガスの増加が顕著である。

Table 6.4: Energy demand and CO_2 emissions in Asia

	1990	Ref 2030	CA 2030	% Change CA-Ref
CO_2 emissions ($GtCO_2$)	4.1	18.5	14.4	-22 %
Total consumption (Mtoe)	1736	6369	5604	-12 %
Coal, lignite	709	2698	1649	-39 %
Oil	371	2175	2042	-6 %
Natural gas	74	856	1025	20 %
Nuclear	23	160	304	90 %
Renewable	553	521	694	33 %

○ **北米**

- 2030 年における CA ケースの基準ケース対比での CO2 削減量は 1.9GtCO2、変化率はマイナス 23%となっている。
- 燃料構成比をみると、石炭需要の大幅な減少と再生可能エネルギー、原子力の開発が顕著である。

Table 6.5: Energy demand and CO_2 emissions in North America

	1990	Ref 2030	CA 2030	% Change CA-Ref
CO_2 emissions ($GtCO_2$)	5.3	8.0	6.1	-23 %
Total consumption (Mtoe)	2202	3082	2715	-12 %
Coal, lignite	484	859	446	-48 %
Oil	849	1004	930	-7 %
Natural gas	571	836	815	-2 %
Nuclear	173	225	291	29 %
Renewable	100	172	273	59 %

○ **CIS**

- 2030 年の CA ケースの CO2 排出量は、基準ケースと比較してマイナス 18%となり、これは 1990 年より低いレベルである。
- 排出削減は、エネルギー効率の改善によるものである。
- 炭素原単位の減少率は、世界平均より低く、7%程度である。
- 当該地域は 2010 年までの目標を持たず、2030 年までの予想では、まだエネルギー効率改善ポテンシャルを残していると考えられる。

Table 6.6: Energy demand and CO_2 emissions in the CIS

	1990	Ref 2030	CA 2030	% Change CA-Ref
CO_2 emissions ($GtCO_2$)	3.6	3.5	2.8	-18 %
Total consumption (Mtoe)	1356	1465	1305	-11 %
Coal, lignite	289	146	80	-45 %
Oil	415	303	257	-15 %
Natural gas	560	897	800	-11 %
Nuclear	54	76	78	3 %
Renewable	42	45	116	161 %

○ **中東アフリカ**

- CA ケースの基準ケース対比での CO2 排出削減量は、エネルギー需要の減少によるものである。
- 基準ケースの燃料別構成をみると石炭よりも石油、ガスの比重が大きいため、CA ケースにおいて、炭素原単位の低減率は世界平均を下回り、燃料別構成における変化も他地域と比較して限られている。

Table 6.7: Energy demand and CO_2 emissions in Africa and the Middle East region

	1990	Ref 2030	CA 2030	% Change CA-Ref
CO_2 emissions ($GtCO_2$)	1.2	4.7	3.9	-16 %
Total consumption (Mtoe)	620	1762	1566	-11 %
Coal, lignite	78	378	248	-34 %
Oil	240	690	614	-11 %
Natural gas	109	526	513	-3 %
Nuclear	2	6	7	15 %
Renewable	188	170	213	26 %

○ **中南米**

- CA ケースの基準ケース対比での CO2 排出削減量は、エネルギー需要の減少によるものである。
- CA ケースの基準ケースからの炭素原単位の低減率は世界平均を下回っている。
- CA ケースでは、原子力の増加率（60%）が顕著である。
- 再生可能エネルギーの増加率（7%）は他地域に比して小さい。

Table 6.8: Energy demand and CO_2 emissions in Latin America

	1990	Ref 2030	CA 2030	% Change CA-Ref
CO_2 emissions ($GtCO_2$)	0.9	2.7	2.5	-9 %
Total consumption (Mtoe)	454	1251	1186	-5 %
Coal, lignite	20	58	31	-46 %
Oil	239	605	571	-6 %
Natural gas	76	345	323	-6 %
Nuclear	3	14	23	60 %
Renewables	99	232	248	7 %

部門別エネルギー需要

○ CA ケースの 2030 年の最終エネルギー需要は、基準ケースに比べ 9%小さく、これは世界の総エネルギー需要の減少（マイナス 11%）より小さい。炭素制約がすべての部門のエネルギー需要を低下させ、部門別の低下率では産業（マイナス 14%）が一番大きく、次いで家庭、サービス、農業（マイナス 8%）が続いている。輸送部門の低下率は 4%と最も小さい。

○ これらの要因は、ほとんどの地域に共通する部門ごとの税制の相違により説明できる。炭素含有量によってすべての部門で炭素の価値が統一化された場合には、産業部門における燃料の平均価格上昇率は、家庭部門のそれ以上であり、かつすでに税率の高い輸送部門と比較して大幅なものとなる。さらに、産業部門では石炭への依存が高い状態が続くと考えられるため、エネルギー需要の削減と炭素原単位の低い燃料への転換の両方によって炭素の価値に反応することになる。輸送部門の排出削減の見通しは、同部門の削減に寄与する代替燃料、代替技術がより高価でありつづけるために他部門と比較して限られたものとなっている。

Table 6.9: Sectoral energy demand

Gtoe	Ref 2030	CA 2030	% change
Final energy demand	12.1	11.0	-9 %
Industry	4.3	3.7	-14 %
Transport	2.8	2.7	-4 %
Household, Service, Agriculture	5.0	4.6	-8 %

発電技術

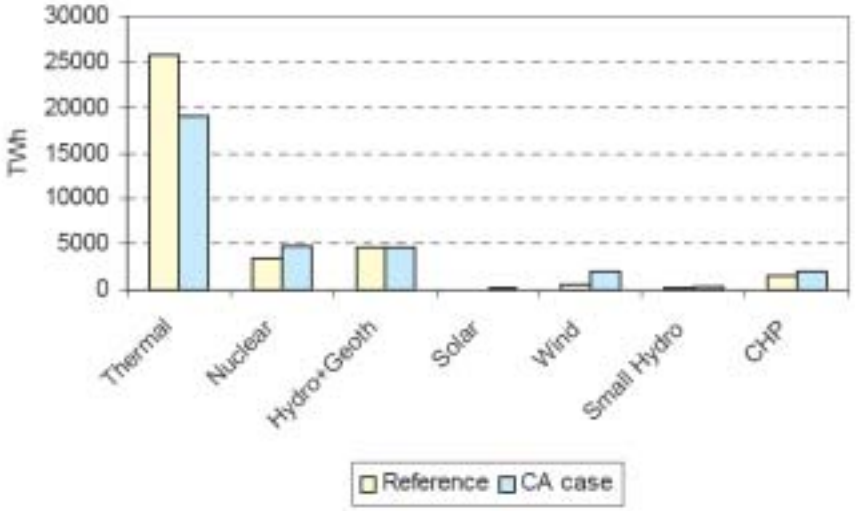
○ 電力需要の伸びが、最終エネルギー需要の伸びの 2 倍で推移していく見通しであることと、現状では炭素排出量の相当異なる電源が競合している状況を鑑みると、燃料、技術間で相当の代替が起こるとみられる。

Table 6.10: Electricity generation

TWh	Ref 2030	CA 2030	% Change
World	34700	31200	-10 %
EU and Accession countries	4350	3940	-9 %

○ 基準ケースと CA ケースの各種電源別の構成比（図 6.1）の比較をみると、CA ケースで増加が顕著な電源は、風力（対基準ケース 2.7 倍）、太陽光（対基準ケース 2 倍）、小水力（プラス 60%）である。量的にみて大きな電源は、原子力と CHP である。一方、汽力発電による発電電力量は顕著な減少を示している。

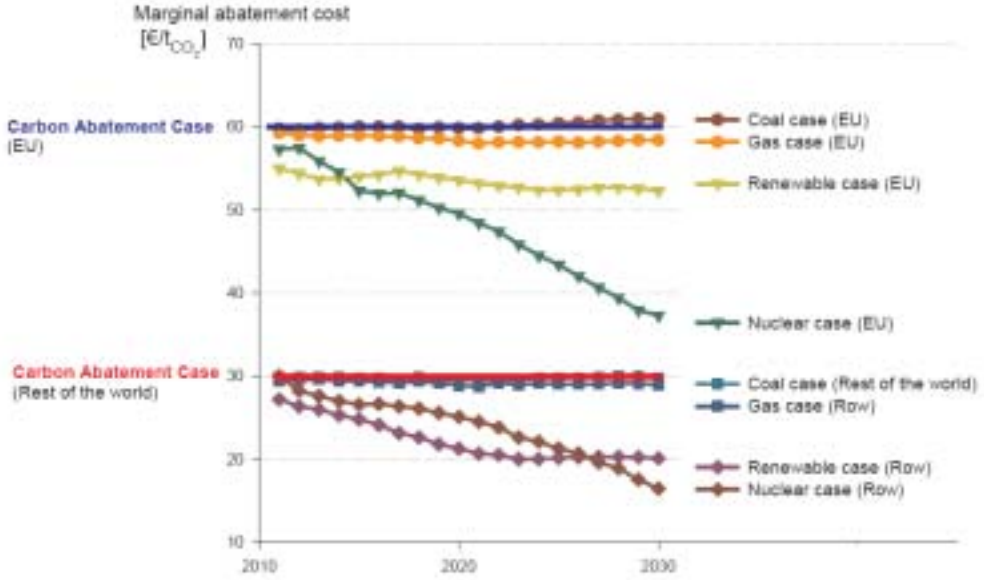
図 6.1 基準ケースと CA ケースの各種電源別の構成比



○ 汽力発電に関しては、炭素の価値が、図 6.2 の基準ケースにおける Winner Case であった石炭火力、最先端石炭火力発電を減少させることになる。最先端の石炭火力発電は、変換効率、地域の大気環境を本質的に向上させるが、炭素原単位の低い燃料を基礎とし

た技術と比較してその炭素排出削減ポテンシャルは限られたものとなる[16]。

図 6.2 各種ケースにおける限界削減費用



○ 2030 年における最先端石炭火力による発電電力量の全体に占める割合は、基準ケースの 45%から、CA ケースでは 25%と減少しているのに対し、ガス、バイオマス発電がそのシェアをそれぞれ 48%、7%に増加させている。

6.3 進展する技術開発の影響

○ ここでは、炭素排出削減目標の達成にかかる費用に対する技術開発の影響を調査している。具体的には、4 章 2 節に示した各種技術ケースで定義された技術開発進展の見通しを、CA ケースに適用している。CA ケースに使用されている炭素の価値は、結果として基準ケースと比較して低い炭素排出量をもたらしている。こうして得られたより低い炭素排出量を、技術開発の見通しを反映させた排出削減目標とみなして、それに相応する炭素の価値を特定している。

○ 図 6.2 は、CA ケースにおける排出削減を想定したときの炭素の価値と、CA ケースと同等の排出削減を技術ケースで設定した各種技術により達成するとしたときの炭素の価値を示している。

○ 炭素の価値は、限界削減費用と、炭素排出権がその完全市場において達しうる仮想的な価格に相当する。図 6.2 に示された価値が、それぞれのケースにおける総コストではな

[16] 本ケースでは、炭素隔離技術は考慮されていない。

く限界的な値で、すべてのコストと便益を反映していない場合であっても、以下のことが導かれるだろう。

- 進展する技術開発は、環境目標を達成するための費用に対して相当の影響を及ぼす。技術進展ケースの限界削減費用は、約 3 分の 1 に低減される。
- 原子力シナリオは、2030 年までにおいて最も低い炭素価値をもたらす。各地域ごとの結果によれば、費用削減は、技術による便益を享受しやすい OECD 諸国においてより大きい。
- 主として非化石燃料に係る技術が含まれる再生可能エネルギーシナリオケースは、炭素排出削減目標を達成するための低価格の代替オプションの可能性を示している。さらに、2020 年までの中期的な観点では、最もコストの低いオプションのひとつとなっている。再生可能エネルギーシナリオの影響は、EU にとってのそれが他地域のそれと比較してより小さいものとなっている。この理由は、EU では特に風力エネルギーがすでに大幅に活用されており、技術開発を伴わないケースではそのポテンシャルが限られるためである。
- クリーンコール技術シナリオは、CA ケースより少し炭素排出量が大きい結果となっている。この要因は、1 次エネルギー源としての石炭の利用（特に発電用）をやめるという排出削減オプションを、比較的高価なものにするようなより安価な石炭利用技術の存在によるものである。しかしながら、同シナリオの総コストは、技術ケースに織り込まれている便益によって比較的低いものとなっている。
- ガスシナリオの炭素価値に対する影響は、期待よりも低いものとなっている。これはガス関連技術が、技術開発促進を伴わない炭素削減ケースにおいて、すでに集中的に活用されているためである。またガスケースにおけるガス技術の高い導入率は、より低コストの発電オプションを提供するが、より低価格のガスと電力に対する需要が大きくなりオフセットされている。

主な結論

○ CA ケースの 2030 年の CO2 排出量は、基準ケースにおけるそれよりも 21%低くなっている。この削減は、ほとんどの地域でエネルギー需要の削減とエネルギー消費における炭素原単位の低下により同程度達成されている。

○ 世界のエネルギー需要削減の半分以上が、産業部門で実施されている。

○ 炭素原単位の減少は、主に石炭、褐炭、石油から低炭素のものへの代替によってもたらされている。ガス需要はガスへの燃料転換がおこることにより概ね安定的に推移している。対照的に、バイオマスの消費、原子力利用は大幅に増加し、大型水力、地熱は安定

基調で推移する。また風力、太陽光、小水力の増加が顕著である。

○ 技術開発は、排出削減達成のための費用に対し、大きな影響を及ぼす可能性がある。

以上

（6 章文責：環境グループ　佐々木　宏一・斎藤　晃太郎）

補論　各機関発行の世界エネルギー需給見通しとの比較

以下では、前章までに述べてきた WETO と各機関発行の世界エネルギー需給見通しについて比較を行う。また下記に掲げる各機関発行の世界エネルギー需給見通しの結果については、最新の見通しについても述べる。

- ✓ Energy Information Administration (DOE/EIA), *International Energy Outlook 2003*
  (以下“DOE”と略称)
- ✓ IEA, *World Energy Outlook 2002*
  (以下“IEA”と略称)

1．世界人口

○ WETO の見通しでは、世界人口は、2010 年まで 70 億人を下回り、2020 年には約 75 億人と予測されている。US-DOE、IEA、WEC A2 による見通しについても、2020 年までは、ほぼ WETO の見通しと同じような人口の推移になっている。しかし 2030 年の人口見通しについては、WETO モデルは 81 億人と予測しており、IIASA-WEC の見通し（1998 年）の 87 億人に比べると低い見方をしている。

○ また、US-DOE の最新の見通し(2003)によれば、2010 年 68 億人、2020 年 75 億人の人口と予測しており、2000～2010 年の年平均伸び率は、1.2%、2010～2020 年の同伸び率は、1.05%となっている。IEA の最新の見通し(2002)では、2030 年の人口は 82 億人、2000～2030 年の人口の年平均伸び率は 1.0%と予測している。いずれの見通しも、アフリカ等の途上国で人口が増加すると予測している。

図 1　WETO モデルと他のエネルギーモデルの世界人口見通し

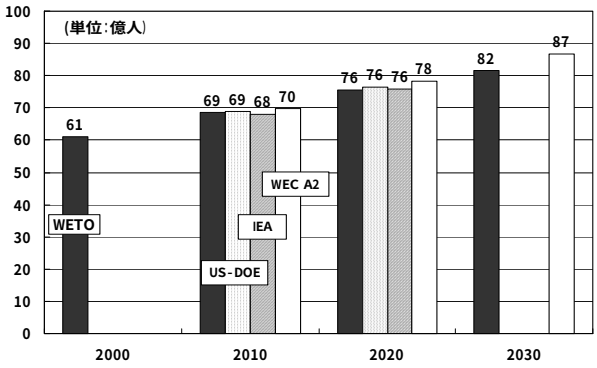


表 1　WETO モデルと他のエネルギーモデルの世界人口見通し

（百万人）

	2000	2010	2020	2030	2010 /2000	2020 /2010	2030 /2020
WETO	6,102	6,855	7,558	8,164	1.17%	0.98%	0.77%
US-DOE		6,882	7,642		1.21%	1.05%	
IEA		6,807	7,594		1.10%	1.10%	
WEC A2		6,974	7,834	8,657	1.34%	1.17%	1.00%

World energy,technology and climate policy outlook / AKNOWLEDGMENTより作成

注）上記の図表は、US-DOE2003, IEA2000の見通し。US-DOE最新見通し(International Energy Outlook 2003)では、2000～2010年の年平均伸び率1.20%、2010～2020年の同伸び率1.05%と上記見通しとほぼ変わらない見通しとなっている。IEA最新見通し(World energy outlook 2002)では、2000～2030年の年平均伸び率1.0%となっている。

2. 世界 GDP

○　４つの見通しのうち、３つのモデルでは、世界の GDP は 2020 年にかけて年平均伸び率 3～3.5%で成長を続けると予測している。2020 年の世界 GDP は約 80 兆ユーロとなり、2000 年の約 2 倍の水準まで伸びると予測されている。WETO 見通しでは、世界 GDP の年平均伸び率が弱まるものの 10 年間で約 20 兆ユーロ増加する計算となる。

○　また、US-DOE の最新の見通し（2003）によれば、GDP は 2000～2010 年年平均伸び率 3.0%、2010～2020 年の同伸び率 3.13%となっており、2010～2020 年の伸び率は、WETO 見通しとほぼ同程度となっている。IEA の最新の見通しでは、年平均伸び率は 3.0%となっている。いずれの見通しも、先進工業国の経済成長が衰退する一方で、中国を中心にアジア経済が成長を続けると予測している。

図 2　WETO モデルと他のエネルギーモデルの世界 GDP 見通し

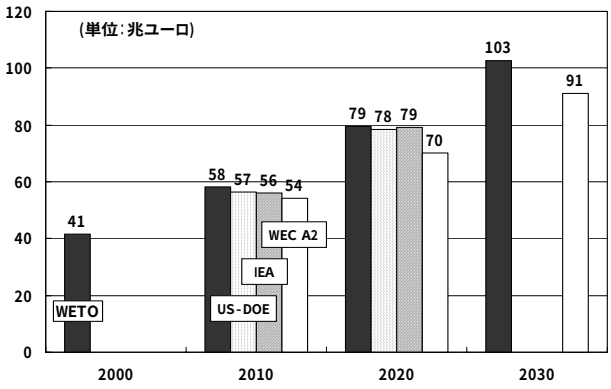


表 2　WETO モデルと他のエネルギーモデルの世界 GDP 見通し

(Billions 99Euros)

	2000	2010	2020	2030	2010 /2000	2020 /2010	2030 /2020
WETO	41,407	58,350	79,400	102,788	3.49%	3.13%	2.62%
US-DOE		56,565	78,462		3.17%	3.33%	
IEA		56,191	79,252		3.10%	3.10%	
WEC A2		54,240	70,016	91,088	2.74%	2.59%	2.67%

World energy,technology and climate policy outlook / AKNOWLEDGMENTより作成

注）上記の表は、US-DOE2003，IEA2000の見通し。US-DOE最新見通し(2003)では、世界GDPは2000～2010年の年平均伸び率3.00%、2010～2020年の同伸び率3.13%と上記見通しよりやや低めの伸び率になっている。IEA最新見通し(2002)では、世界GDPは2000～2030年の年平均伸び率3.0%となっている。

3．一人当たり GDP

○ 一人当たり GDP は、各機関ともに年率約 2%で成長する見通しである。WETO 見通しでは、2000～2010 年の一人当たり GDP は、CEEC と CIS 地域の経済回復を理由に、他の機関の見通しと比べて伸びが顕著である。

表　一人当たり GDP

	2010/ 2000	2020/ 2010	2030/ 2010
DOE	1.77	2.06	-
WETO	2.29	2.13	1.83
IEA	1.98	1.83	

※DOE 2003, IEA 2002より作成

4．一次エネルギー消費

○ 各機関の一次エネルギー消費見通しを比較すると、DOE の見通しでは 2020 年まで年率約 2%の伸びを見込んでいるが、EU、IEA では 2000 年～2010 年の年率約 2%の増加から、徐々に伸び率が逓減すると推定している。IEA の見通しが相対的に増加率を低く見込んでいる。

	一次エネルギー消費(Mtoe)				年平均伸び率(%)		
	2000	2010	2020	2030	2000-2010	2010-2020	2000-2020
DOE	10,052	12,111	14,692	ー	1.9	2.0	ー
EU†	9,107	11,380	13,967	16,623	2.3	2.1	1.8
IEA‡	9,179	11,132	13,167	15,267	1.9	1.7	1.5

†WETOの一次エネルギー消費については、バイオマス(非商業)の供給量を除いた数値を掲載している。‡IEAの一次エネルギー消費では、OECD諸国におけるバイオマス(非商業)は計上し、非OECD諸国のそれについては計上していない。

５．石炭消費

○ DOE の見通しでは 2020 年まで年率 1%台後半の伸びを推定しており、一次エネルギー消費に占めるシェアはほぼ横ばいで推移する。IEA では年率 1.4%の伸びを見込んでおり、シェアは 2010 年に減少するものの、その後は 24%で一定の割合で推移する。一方、EU の見通しでは、年率 2%台で伸び率も徐々に増加し、石炭シェアも 2000 年 26%から 2030 年には 29%に達するとしており、石炭消費の増加を展望している。

	石炭消費(Mtoe)				年平均伸び率(%)		
	2000	2010	2020	2030	2000-2010	2010-2020	2000-2020
DOE	2,359	2,795	3,228	－	1.7	1.5	－
EU	2,389	2,931	3,723	4,757	2.1	2.4	2.5
IEA	2,355	2,702	3,128	3,606	1.4	1.5	1.4
	シェア(%)						
DOE	23	23	22	－			
EU	26	26	27	29			
IEA	26	24	24	24			

６．石油消費

○ DOE の見通しでは 2020 年まで年率 1%台後半の増加(伸び率は増加傾向)を見込んでおり、一次エネルギー消費に占めるシェアも 38%～39%でほぼ横ばいで推移する。EU では 2020 年までは年率 1.8%～1.9%、それ以降では同 1.4%の成長を見込んでおり、徐々に伸び率が逓減するとしている。EU の石油シェアは、2000 年の 39%から 2030 年には 35%へ減少すると推定している。IEA の見通しでは、2020 年まで年率 1.6%～1.7%、それ以降では同 1.4%の成長を見込んでおり、シェアは 2030 年まで 38%～39%で横ばいに推移すると見込んでいる。

	石油消費(Mtoe)				年平均伸び率(%)		
	2000	2010	2020	2030	2000-2010	2010-2020	2000-2020
DOE	3,929	4,579	5,524	－	1.5	1.9	－
EU	3,517	4,250	5,099	5,878	1.9	1.8	1.4
IEA	3,604	4,272	5,003	5,769	1.7	1.6	1.4
	シェア(%)						
DOE	39	38	38	－			
EU	39	37	37	35			
IEA	39	38	38	38			

７．天然ガス消費

○ DOE の見通しでは 2020 年まで年率 2.5%～3%の増加を推定しており、一次エネルギー消費に占めるシェアも 2000 年 23%から 2020 年 27%の増加を見込んでいる。EU では 2000 年～2010 年で年率 3.0%、2010 年～2020 年同 2.6%、それ以降では同 1.6%の成長を見込んでおり、徐々に伸び率が逓減するが、シェアは 2000 年の 23%から 2020 年以降は 26%で推移すると推定している。IEA の見通しでは、2000 年～2010 年で年率 3.0%、2010 年～2020 年同 2.4%、それ以降では同 1.8%の成長を見込んでおり、シェアは 2000 年の 23%から 2030 年には 28%まで着実に増加すると推定している。

	天然ガス消費(Mtoe)				年平均伸び率(%)		
	2000	2010	2020	2030	2000-2010	2010-2020	2000-2020
DOE	2,303	2,961	3,994	－	2.5	3.0	－
EU	2,129	2,860	3,693	4,340	3.0	2.6	1.6
IEA	2,085	2,794	3,531	4,203	3.0	2.4	1.8
	シェア(%)						
DOE	23	24	27	－			
EU	23	25	26	26			
IEA	23	25	27	28			

８．原子力

○ DOE の見通しでは 2010 年まで年率 1.3%、それ以降同 0.3%の伸びを見込んでおり、一次エネルギー消費に占めるシェアは 2000 年 6.4%から 2020 年 5.1%へ減少する。EU では 2010 年以降、原子力が減少すると見込んでおり、シェアは 2000 年の 7.3%から 2030 年には 5.2%に落ち込むとしている。IEA の見通しでも 2010 年以降減少するとしており、シェアも 2000 年 7.3%から 2030 年 4.6%へ減少する。

	原子力(Mtoe)				年平均伸び率(%)		
	2000	2010	2020	2030	2000-2010	2010-2020	2000-2020
DOE	643	733	753	－	1.3	0.3	－
EU	663	799	792	872	1.9	-0.1	1.0
IEA	674	753	719	703	1.1	-0.5	-0.2
	シェア(%)						
DOE	6.4	6.1	5.1	－			
EU	7.3	7.0	5.7	5.2			
IEA	7.3	6.8	5.5	4.6			

９．CO_2排出量

○ DOE の見通しでは 2020 年まで年率 1.8%～2.0%の増加を見込んでいる。EU では 2000 年～2010 年まで年率 2.1%、2010 年～2020 年まで同 2.3%、それ以降では同 1.9%の増加を見込んでいる。IEA の見通しでは 2000 年～2010 年で年率 2.1%、2010 年～2020 年同 1.8%、それ以降では同 1.5%の増加を見込んでおり、増加率は徐々に逓減する。

	CO_2排出量(Mt-C)				年平均伸び率(%)		
	2000	2010	2020	2030	2000-2010	2010-2020	2000-2020
DOE	6,417	7,685	9,372	－	1.8	2.0	－
EU	6,486	8,012	10,019	12,136	2.1	2.3	1.9
IEA	6,174	7,487	8,926	10,408	1.9	1.8	1.5

１０．一次エネルギー消費当たり CO_2 排出量

○ エネルギー供給源の脱炭素化の指標となる一次エネルギー消費当たり CO2 排出量は、各機関ともに、対象期間中総じて微増、もしくは微減傾向にある。

	年平均伸び率(%)		
	2000-2010	2010-2020	2000-2020
DOE	-0.06	0.05	－
EU	-0.12	0.19	0.18
IEA	0.00	0.08	0.06

１１．GDP 当たり一次エネルギー消費

○ 省エネルギー指標となる GDP 当たり一次エネルギー消費は、各機関ともに凡そ、年率 1%台で減少する見通しであり、緩やかに省エネが進展すると見込んでいる。

	年平均伸び率(%)		
	2000-2010	2010-2020	2010-2030
DOE	-1.08	-1.14	－
EU	-1.19	-1.03	-0.84
IEA	-1.21	-1.18	

１２．一人当たり GDP

○ エネルギー消費と深く関係する経済成長指標である一人当たり GDP は、各機関ともに年率約 2%で成長する見通しであり、CO_2 排出量増加の主要な要因になると推定している。

	年平均伸び率(%)		
	2000-2010	2010-2020	2010-2030
DOE	1.77	2.06	ー
EU	2.29	2.13	1.83
IEA	1.98	1.83	

以上

（補論文責：計量分析部　野口桃子・小宮山涼一）

お問い合わせ：ieej-info@tky.ieej.or.jp