JAEA-Research 2012-042



長期エネルギー需給シナリオの マッピング法を用いた電源構成の選択肢評価

Choice Evaluation of Power Supply Composition Using the Mapping Method of the Long-Term Energy Demand-and-Supply Scenario

立松 研二

Kenji TATEMATSU

原子力科学研究所 計画管理室

Planning and Coordination Office Nuclear Science Research Institute

March 2013

Japan Atomic Energy Agency

日本原子力研究開発機構

本レポートは独立行政法人日本原子力研究開発機構が不定期に発行する成果報告書です。 本レポートの入手並びに著作権利用に関するお問い合わせは、下記あてにお問い合わせ下さい。 なお、本レポートの全文は日本原子力研究開発機構ホームページ(<u>http://www.jaea.go.jp</u>) より発信されています。

独立行政法人日本原子力研究開発機構 研究技術情報部 研究技術情報課
〒319-1195 茨城県那珂郡東海村白方白根2番地4
電話 029-282-6387, Fax 029-282-5920, E-mail:ird-support@jaea.go.jp

This report is issued irregularly by Japan Atomic Energy Agency Inquiries about availability and/or copyright of this report should be addressed to Intellectual Resources Section, Intellectual Resources Department, Japan Atomic Energy Agency 2-4 Shirakata Shirane, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken 319-1195 Japan Tel +81-29-282-6387, Fax +81-29-282-5920, E-mail:ird-support@jaea.go.jp

© Japan Atomic Energy Agency, 2013

長期エネルギー需給シナリオのマッピング法を用いた電源構成の選択肢評価

日本原子力研究開発機構 原子力科学研究所 計画管理室 立松研二

(2012年12月21日受理)

原子力発電の利用規模及び二酸化炭素の排出抑制基準が異なる6種類のエネルギー需給シナリ オを想定し、MARKALモデルを使用して、我が国を対象とした長期エネルギー需給を分析した。そ の結果、我が国全体及び発電部門における二酸化炭素排出量は、原子力発電を利用しない場合で も2050年において1990年の水準から、それぞれ37%及び47%の削減が可能であるが、一方で、原 子力発電を段階的に廃止し、再生可能エネルギー及び天然ガスで代替した場合では、原子力発電 や石炭の利用を継続した場合と比べて、平均発電単価が3.7円/kWh以上高いことが明らかになっ た。また、原子力発電を即時停止した場合では、現状の平均発電単価が4.4円/kWh上昇すること も示された。発電部門におけるエネルギー源の多様性、二酸化炭素排出量及び平均発電単価を指 標としたマッピングによる視覚化方法を新たに提案し、モデル分析の結果に基づいて、電源構成 の変化による平均発電単価及び二酸化炭素排出量への影響を整理した結果、原子力発電を再生可 能エネルギー、天然ガス又は石炭の何れで代替した場合においても、原子力発電の全廃によって、 エネルギー源の寡占化が大幅に進むことが明らかになった。これらの結果は、一定規模の原子力 発電の利用を継続することにより、エネルギー源の寡占化を回避し、平均発電単価の大幅な上昇 を抑えながら、二酸化炭素排出量を低減できることを示すものである。

原子力科学研究所:〒319-1195 茨城県那珂郡東海村白方白根 2-4

i

Choice Evaluation of Power Supply Composition Using the Mapping Method of the Long-Term Energy Demand-and-Supply Scenario

Kenji TATEMATSU

Planning and Coordination Office Nuclear Science Research Institute Japan Atomic Energy Agency Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken

(Received December 21, 2012)

Long-term energy demand-and-supply were analyzed for our country using the MARKAL model, supposing six kinds of energy demand-and-supply scenarios where different installed capacity of nuclear power generation and the emission standard of carbon-dioxide were employed. It was shown that even when nuclear power generation was not used, the carbon-dioxide emissions in the whole country and a power generation sector are reducible by 37% and 47% in 2050 from the 1990 level, respectively. However, when nuclear power generation was phase-out and renewable energy and natural gas were substituted, it was found that an average power generating cost was higher than the case where use of nuclear or coal was continued, 3.7 yen/kWh or more. Moreover, in the case where immediate cessation of the nuclear power generation was carried out, it was also shown that a current average power generating cost rose by 4.4 yen/kWh. In order to evaluate and visualize the influence of power supply composition change on both the average power generating cost and the carbon-dioxide emissions, a new mapping method was proposed where diversity of an energy source, the carbon-dioxide emissions, and the average power generating cost were used as indexes. Based on the result of model analysis, when nuclear power generation was substituted with renewable energy, natural gas, or coal, oligopoly of an energy source was shown to increase sharply by abolition of nuclear power generation. These results showed that by continuing use of the nuclear power generation with a fixed scale, less carbon-dioxide emissions, avoiding oligopolization of an energy source and suppressing the steep rise of an average power generating cost were possible.

Keywords: Mapping Method, Power Supply Composition, Diversity, Cost, Carbon Dioxide, MARKAL Model, Energy Scenario, Nuclear Energy, Renewable Energy, Fossil Energy

ii

1.	はじめに・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	1
2.	分析方法 ·····	2
2	.1 エネルギー需給分析の枠組み・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2
2	.2 MARKAL モデル・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	2
	2.1.1 MARKAL モデルの概要・・・・・	2
	2.2.2 電力需給の取扱い ······	3
2	.3 多様化指数を用いた供給安定性の定量化 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	4
2	.4 主なエネルギー資源の種類と供給信頼性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	5
3.	前提条件・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	7
3	.1 社会経済指標・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	7
3	.2 エネルギーサービス需要 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	7
3	.3 エネルギーの輸入・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	9
	3.3.1 輸入燃料価格 · · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	9
	3.3.2 輸入燃料の利用可能量 · · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	9
3	.4 発電技術等	9
	3.4.1 発電技術等の特性	9
	3.4.2 導入可能量 ······	11
3	.5 核燃料サイクル・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	14
4.	分析ケース・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	15
5.	分析結果 · · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	17
5	.1 分析ケースの評価結果・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	17
	5.1.1 「①再生最大」ケース	17
	5 1.2 「②最大削減」ケース	18
	5.1.3 「③原発拡大」ケース ・・・・・	19
	5.1.4 「④化石拡大」ケース	20
	5.1.5 「⑤原発縮小」ケース	21
	5.1.6 「⑥原発継続」ケース・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	22
	5.1.7 各分析ケースにおける電力供給シナリオの実現性 ・・・・・・・・・・・・・・・	23
5	.2 二酸化炭素排出量と一次エネルギー供給量の比較 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	24
5	.3 平均発電単価と電源構成の比較 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	26
5	.4 発電部門におけるエネルギー源の多様性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	28
	5.4.1 多様化指数と平均発電単価の対比 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	28
	5 4.2 多様化指数と二酸化炭素排出量の対比 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	30
6.	まとめ・・・・・	32
謝辞	$\hat{\mathbf{P}}$ · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	32
参考	考文献・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	33
付銀	$\overline{\mathbb{R}}$ · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	34

目 次

CONTENTS

1.	Ι	ntrodu	uction ·····	1
2.	А	nalyt	ical Method ·····	2
2	. 1	Fran	nework of Energy Demand-and-Supply Analysis ·····	2
2	. 2	MARI	KAL Model ·····	2
	2	2.1.1	Overview of MARKAL Model ·····	2
	2	2.2.2	Handling of Electric Power System ·····	3
2	. 3	Quar	ntification of Supply Stability Using Herfindahl-Hirschman Index (HHI) \cdots	4
2	. 4	The	Kind and Supply Reliability of Main Energy Resources	5
3.	А	ssump	tions	7
3	. 1	Soc	io-Economic Indicators ·····	7
3	. 2	Ener	rgy Service Demand ·····	7
3	. 3	S Impo	ort of Fuels ·····	9
	3	3. 3. 1	Projection of Fuel Prices ······	9
	3	3.3.2	Upper Limit of Imports ·····	9
3	. 4	Con	version Technologies etc. ·····	9
	3	8.4.1	Characteristic Data of Conversion Technologies	9
	3	6. 4. 2	Upper Limit of Installed Capacities	11
3	. 5	Nuc	lear Fuel Cycle ·····	14
4.	D	efini	tion of Analytical Cases ······	15
5.	R	lesult	s of Analysis ······	17
5	. 1	The	Result of Analysis Cases Estimation	17
	5	5.1.1	The "① Renewable Maximum" Case ·····	17
	5	5.1.2	The "② Maximum Reduction" Case ·····	18
	5	5.1.3	The "③ Nuclear Expansion" Case	19
	5	5.1.4	The "④ Fossil Fuel Expansion" Case ·····	20
	5	5.1.5	The "⑤ Nuclear Reduction" Case ·····	21
	5	5.1.6	The "⑥ Nuclear Continuous" Case ·····	22
	5	5. 1. 7	Feasibility of The Electric Power Supply Scenario in Each Analysis Case	23
5	. 2	comp	parison of CO ₂ Emission and Primary Energy Supply	24
5	. 3	Com	parison of Average Power Generating Cost and Power Supply Composition	26
5	. 4	Dive	ersity of Energy Sources in Power Generating Sector ·····	28
	5	5.4.1	Contrast of HHI and Average Power Generating Cost	28
	5	5.4.2	Contrast of HHI and CO_2 Emission	30
6.	S	Summary	y	32
Ack	no	wledgr	ment ·····	32
Ref	er	ences		33
App	en	dix		34

1. はじめに

平成23年3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震は、昭和61年に発生したチェ ルノブイリ原子力発電所事故と並ぶ国際原子力事象評価尺度レベル7の深刻な事故を、福島第1 原子力発電所にもたらした。世界最大級の原子力事故は、オイルショック以降これまで基幹電源 として、我が国を支えてきた原子力発電所の安全性に疑問を投げかける結果となった。原子力安 全に対する国民不安から、原発利用の低減化に関する議論が活発化している。また、東日本大震 災後には、定期検査を迎えた原子力発電所が次々と運転停止した。我が国では最大13ヶ月以内に 定期検査の実施が定められており、震災後の新たな基準をもとにした安全性の確認ができず、定 期検査後に再稼働ができない状態が続いたため、節電をしても老朽火力で代替せざるを得ず燃料 費の大幅な増加を招いた。今や生活に不可欠な電力の供給危機を契機に国民のエネルギー問題へ の関心が高まっている。

他方、我が国は、東日本大震災前には、54 基の商業用原子炉を保有し、総発電電力量の約25% を賄う、世界第3位の原子炉保有国であった。核燃料サイクルの確立を原子力政策の基本として いることから、当面の目標であった軽水炉による MOX 燃料の利用が平成21年11月に九州電力玄 海原子力発電所3号機で始まり、使用済燃料の再処理については六ヶ所再処理工場で試運転が行 われ、MOX 燃料加工工場についても六ヶ所村への建設準備が進んでいた。更に、核燃料サイクル の最終目標である高速増殖炉によるプルトニウムのリサイクルについては、国、電力会社、民間 企業の協力を得て日本原子力研究開発機構(以下、原子力機構)が研究開発に取り組んでおり、 原型炉"もんじゅ"を要として実用化技術開発を進めてきた。また、原子力機構では、原子力エ ネルギー利用の将来シナリオとして、平成20年10月に「2100年原子力ビジョン」⁽¹⁾⁽²⁾を発表し ていた。

政府は、平成22年6月に改定した現行のエネルギー基本計画をゼロベースで見直しすることを 決め、新たなエネルギーミックスとその実現のための方策を含む新しい基本計画策定のための意 見を聴く場として、経済産業省に基本問題委員会を設置した。この委員会では、原子力発電への 依存度の低減を基本とした選択肢案の提示に向けて、平成23年10月から議論が開始された。国 民生活や経済活動に幅広く関わりを持つ問題であるため、選択肢の提示により国民議論を経て、 平成24年夏を目途に新しいエネルギー基本計画が策定される予定となっていた。今後のエネルギ ー・環境政策については、エネルギー環境会議で決定された「革新的エネルギー・環境戦略」を 踏まえて遂行することが、平成24年9月19日に閣議決定されたところである。

本分析は、暮らしや社会のあり方に直結するエネルギー源やエネルギー技術の選択において、 国民一人ひとりが定量的データに基づいた客観的な判断を可能にするための手掛りを提供する目 的で実施された。初めに、1990年から2050年までを分析の対象期間として、原子力発電の利用 可能規模及び二酸化炭素の排出抑制基準が異なる6種類のエネルギー需給シナリオを想定し、各 シナリオに MARKALモデル⁽³⁾を使用して、我が国を対象とした長期エネルギー需給を分析した。そ の上で、モデル分析の結果に基づいて、発電部門におけるエネルギー源の多様性、平均発電単価 及び二酸化炭素排出量を指標とするマッピングを提案して、それぞれのエネルギー需給シナリオ の特徴を視覚化し、多面的な視点からの判断が不可欠である長期的なエネルギーミックスの在り 方について整理した。

2. 分析方法

2.1 エネルギー需給分析の枠組み

本分析では、1990年から2050年までの期間を対象に、我が国のエネルギーサービス需要を満 たしていくために必要になる様々なエネルギー技術及びエネルギー源を選択肢として盛り込んだ エネルギーシステムを構築して、経済性、二酸化炭素排出量及びエネルギー源の多様性等の視点 から、エネルギーミックスの在り方について検討した。図2.1にエネルギー需給分析の枠組みを 示す。



図 2.1 エネルギー需給分析の枠組み

2.2 MARKAL モデル

2.1.1 MARKAL モデルの概要

本分析に使用した MARKAL⁽³⁾は、OECD/NEA/ETSAP (Energy Technology System Analysis Programme) で共同開発された長期エネルギー需給モデルであり、線形計画法を使用して、対象とした地域の エネルギーシステムのエネルギー需給とエネルギー技術の最適利用規模を決定することができる。 例えば、本分析で注目した電力は、灯油やガソリンと同じ2次エネルギーの一種であるので、そ の需要量はコスト最小の最適化の過程で内生的に決定される。

MARKAL モデルを利用した分析⁽⁴⁾⁽⁵⁾では、まず、エネルギー需給に関わる将来見通し、エネルギ ーシステム構造及びエネルギー技術特性等の一連の入力情報を与えることにより、エネルギーシ ステム構成が最適化され、最適解に関する出力情報が得られる。次に、この出力情報の内容を吟 味し、例えばエネルギー設備の投入規模やエネルギー構成の変化などに、非現実と考えられる部 分が無くなるまで入力データの訂正と最適化計算を繰り返し行うことで、最終的な出力情報が得 られる。

2.2.2 電力需給の取扱い

MARKAL モデルでは、貯蔵に適さない電力の特性を考慮して、電力系統の需給収支は、季節及び 時間帯により分割された季節時間帯区分ごとに収支計算が行われる。具体的には、季節は夏季、 冬季及び中間期に3分割、時間帯は昼間及び夜間に2分割し、これらの季節及び時間帯区分の組 み合わせにより、1年間を6分割して需給収支が計算される。また、発電技術は運転特性により、 昼夜を通じて一定の出力で運転する電源(ベース電源)、負荷追従運転は出来ないが昼夜での出力 レベルの変更ができる電源、昼夜間の電力の移動を可能にする電力貯蔵装置、及びこれら3種類 にあてはまらない電源の4つの組に分けられており、これら4種類の運転特性の異なる電源を組 み合わせて電力需要を満たす仕組みになっている。

図 2.2 に電力負荷と発電設備容量の関係を示す。計画停止及び計画外停止に対応するための予備力に加え、需給収支の計算には季節時間帯区分ごとの平均値が使用されているため、ピーク需要等の負荷変動に対応するための供給能力(予備力)を確保する仕組みが別途必要になる。MARKAL モデルでは、最大平均負荷に対する予備力の割合を仮定することで、年間を通じた最大ピーク需要に対応するための供給能力を確保している。更に、昼間に比較してベース電源による供給割合が高い夜間の負荷変動に対応するために、夜間の発電電力量(総供給量)に占めるベース電源の割合に上限値を仮定している。



出典:User's Guide for MARKAL

図 2.2 電力負荷と発電設備容量の関係

2.3 多様化指数を用いた供給安定性の定量化

本分析では、マッピング法によりエネルギー需給シナリオの特徴を整理して、電源構成の選択 肢評価に使用する新しい評価手法を提案した。更に、エネルギー安全保障の観点から、評価軸と してエネルギー供給安定性を表す尺度として多様化指数を採用した。

エネルギー安定供給を確保するために、エネルギー資源の突発的な供給途絶の危険性を分散化 させるには、多種多様なエネルギー資源を組み合わせて利用すること(エネルギー源の多様化) が有効である。他方、個々のエネルギー資源の安定供給への取り組みとしては、備蓄や資源開発 への参画による権益獲得などの方法があり、エネルギー源の多様化による供給安定性の向上は、 個々のエネルギー資源に同等の供給信頼性があることが前提となる。したがって、実際はエネル ギー資源ごとに供給事情は異なるが、全てのエネルギー資源の供給信頼性が概ね同等であると仮 定して、エネルギー供給安定性を表す尺度として多様化指数を使用した。

多様化指数は、二人の発案者の名前を取って、ハーフィンダール・ハーシュマン・インデック スとも呼ばれ、市場の集中度を測る指標として、企業結合審査における判断基準などに採用され ている⁽⁶⁾。また、エネルギー源の多様性を表す尺度としても利用されている⁽⁷⁾。多様化指数は、 全エネルギー源に占める各エネルギー源の比率を、それぞれ2乗した値の合計で表される。以下 に算出式を示す。

多様化指数= ΣX_i^2

なお、X_iは全供給量に占める供給源 i の比率

最大値は1で、特定のエネルギー源に偏るほど大きな値となり、エネルギー源の数が多く各エ ネルギー源の比率が均等であるほど小さな値になる。

我が国の発電部門における多様化指数について、統計データから算出した実績値を概観すると、 1970年頃までは水主火従であっても0.35程度であり、石油火力の占有率が7割前後まで上昇す る1970年代中頃に0.6まで上昇した後、原子力発電所の増加に因って、1980年代以降は0.25前 後で推移している。また、多様化指数の逆数は、各エネルギー源の比率が均等であると仮定した 場合におけるエネルギー源の数と考えることができる。例えば、多様化指数が0.25の場合は、4 種類のエネルギー源(例えば、石炭、石油、天然ガス及び原子力)が同率で存在する供給状態に 相当することを意味する。更に多様化指数が1/3(≒0.33)の場合は、3種類のエネルギー源(例 えば、水力、石炭及び石油)が同率で存在する供給状態に相当することを意味する。

本分析では、定量的データに基づいた客観的な電源構成の選択において、マッピング法を用い た視覚化が有効であると考え、エネルギー供給安定性を表す尺度として多様化指数を採用し、更 に平均発電単価及び二酸化炭素排出量を指標に加えたマッピングを提案し、長期需給シナリオの 特徴を整理して電源構成の選択肢評価を行った。

2.4 主なエネルギー資源の種類と供給信頼性

石油⁽⁸⁾⁽⁹⁾

世界の原油確認可採埋蔵量は、2011年末時点で、1兆6526億バレルであり、確認可採埋蔵量を その年の生産量で割って得られる可採年数は54.2年となる。確認可採埋蔵量を国別に見ると、 2009年までは2位であった南米ベネズエラが最も多く、2965億バレルで世界全体の17.9%を占 める。次いで、サウジアラビアが多く2654億バレルで世界全体の16.1%を占める。以下、イラ ン、イラク、クウェート及びアラブ首長国連邦と続き、中東産油国で世界の原油確認可採埋蔵量 の48.1%を占める極めて偏在した資源である。他方、石油貿易の面からみると、2011年では、中 東からの輸出が全貿易量(5458.0万バレル/日、)の36.2%を占め最大であり、中東からの全輸出 量の73.5%がアジアオセアニア地域向けで、そのうちの24.3%が日本向けであり、我が国の全輸入 量(449.1万バレル/日)の78.7%に相当する。我が国を筆頭にアジア地域の中東依存度は欧米に 比べて大幅に高い水準にある。

なお、近頃、秋田県でシェールオイルの採取に成功したことが報道された⁽¹⁰⁾が、本分析では、 非在来型資源の利用を見込んだ長期的な輸入価格を仮定し、輸入原油の利用を中心とした需給シ ナリオを想定している。

天然ガス⁽⁸⁾⁽⁹⁾

世界の天然ガス確認可採埋蔵量は、2011年末時点で、208.4兆m³であり、可採年数は63.6年 となる。確認可採埋蔵量を地域別に見ると、原油と同様に、中東で最も多く38.4%を占める。次 いで、欧州・ロシア及びその他旧ソ連邦諸国で多く34%を占める。以下、アジアオセアニア、ア フリカ、北米及び中南米と続く。天然ガスは、原油に比べて、埋蔵量の地域的な偏りが小さい資 源と言える。他方、天然ガス貿易の面からみると、2011年の天然ガス生産量3.3兆m³に対して、 貿易量が1.0兆m³であり、全生産量の65.3%が輸出される石油に比べ、生産国内消費の割合が大 きい資源である。また、全貿易量のうち67.7%がパイプライン輸送であり、LNG船輸送による取引 は32.3%である。天然ガスはパイプライン輸送による域内利用が中心と言えるが、天然ガス貿易 量の増加と共に遠距離輸送ができるLNG船による取引も年々増加している。

なお、近年アメリカにおいて、非在来型天然ガス(シェールガス)の生産が拡大し、国内供給 が増加しているが、一方で開発による地下水汚染の可能性が指摘されており、環境保護による生 産抑制の可能性もある。

石炭⁽⁸⁾⁽⁹⁾

世界の石炭確認可採埋蔵量は、2011年末時点で、8609億トンであり、可採年数は112年となる。 確認可採埋蔵量を国別にみると、アメリカが最も多く2373億トンで世界全体の27.6%を占める。 次いで、ロシアが多く1570億トンで世界全体の18.2%を占める。以下、中国(13.3%)、オースト ラリア(8.9%)及びインド(7.0%)と続く。石炭は、石油や天然ガスに比べて、埋蔵量の地域的 な偏りが小さく、世界に広く賦存している資源である。他方、石炭貿易の面からみると、2011年 の石炭生産量76億7800万トンに対して、貿易量が11億4200万トンであり、全生産量の85.1% が生産国内で消費される地産地消の資源と言える。また、石炭輸入量は、生産量が第1位でもある中国が最も多く1億9000万トンで全輸入量の16.6%を占める。次いで、我が国が多く1億7500万トンで全輸入量の15.3%を占める。韓国、インド及び台湾を含めた上位5ヵ国のアジアの国々で全貿易量の58.2%を占める。

原子力(11)

世界の原子力発電所は、2011年9月時点で367MWeである。国別にみると、アメリカが最も多 く101MWeであり、次にフランスが多く63MWeである。以下、日本(45MWe)、ロシア(28MWe)、韓 国(19MWe)及びカナダ(12MWe)と続く。1951年にアメリカで導入が始まって以来、1980年代中 頃までは、欧米を中心に原子力発電の導入が積極的に行われた。1990年代以降はアジア地域を中 心とした発展途上国での導入が増加しており、今後もこの傾向が続くと考えられる。また、世界 のウラン確認可採埋蔵量は、2011年1月時点で437.87万トンであり、2010年の生産量は5.467 万トンである。確認可採埋蔵量を国別にみると、オーストラリアが最も多く世界全体の27.0%を 占める。次いで、アメリカが多く世界全体の10.8%を占める。以下、カナダ(9.6%)、カザフスタ ン(9.2%)と続く。原子力発電の燃料であるウランは世界的に広く分布している資源である。

なお、我が国では福島第1原子力発電所の事故を受けて、原子力発電への依存度の低減を基本 とした新しいエネルギー基本計画の策定を進めている。これまで我が国では、核燃料サイクルの 確立を持続可能な原子力エネルギー利用の最終目標として進めてきたが、現行の軽水炉であって も、一度装荷した核燃料は数年間にわたり継続して利用できる言わば炉内備蓄が他のエネルギー 源に無い特徴である。

耐震安全性の一層の向上、使用済燃料の貯蔵及び高レベル廃棄物の処理処分が大きな課題であ り、利用の継続または拡大はこれら課題の解決が条件となるが、資源を持たない我が国にとって、 原子力はエネルギー安全保障の観点から極めて有用なエネルギー源である。

太陽光(12)

世界の太陽光発電は、2011年時点で、6968.4万kWに達している。国別にみると、ドイツで最 も導入が進んでおり、世界の35.4%を占める。次いで、イタリア(18.3%)、日本(7.1%)、スペイ ン(6.3%)及びアメリカ(6.3%)と続く。欧州では、電力会社による買取義務などの優遇措置の 実施を背景に急速に導入が進んでいるが、一方で、スペインでは、買取費用の負担急増による国 家財政の危機が叫ばれるなどの問題が表面化している。

風力(13)

2011年における世界の風力発電の新規建設は4056.4万kWであり、総発電設備容量が2011年 末時点で2億3766.9万kWに達している。国別にみると、2010年にアメリカを抜いた中国で最も 導入が進んでおり世界の26.2%を占める。次いで、アメリカ(19.7%)、ドイツ(12.2%)、スペイ ン(9.1%)及びインド(6.8%)と続く。他方、我が国は250.1万kW(1.1%)である。近年は、洋 上風力発電への期待が高まっている。一方で、環境問題や落雷等による稼働率の低下などの問題 が顕在化してきている。

3. 前提条件

3.1 社会経済指標

指数(2000年=1.00)

将来のエネルギーサービス需要を仮定する際の基準となる主要な社会経済指標の仮定状況を図 3.1 にまとめた。総人口の将来動向⁽¹⁵⁾に関しては、国立社会保障・人口問題研究所「日本の推計 人口」(平成24年1月推計)の高位推計ケースの値を使用した。経済活動については、将来の生 活の豊かさを想像でき、かつ必要十分な産業基盤を維持しうる水準として、GDP/人を2030年まで は年率0.65%の増加、それ以降は年率0.5%の増加と仮定した。その結果、将来のGDP総額は、2030 年までは緩やかに上昇し571兆円に達した後、減少に転じ2050年には545兆円まで減少する年変 動が仮定された。





3.2 エネルギーサービス需要

前節で仮定した社会経済指標の年変動の設定に基づいて、最終消費部門ごとのエネルギーサー ビス需要を表3.1に示すように仮定した。ここで、産業部門と業務部門ではGDP総額の変動率、 家庭部門では世帯数の変動率、旅客部門では総人口の変動率、及び貨物部門では総人口とGDP総 額の変動率の平均値に連動すると仮定した。なお、世帯数の将来動向⁽¹⁶⁾に関しては、2030年まで は、国立社会保障・人口問題研究所が平成20年3月に公表した「日本の世帯数の将来推計(全国 推計)」を使用した。2031年以降については、2030年までの平均世帯人員の傾向変動から仮定し た2031年以降の平均世帯人員と総人口から算出した。

衣 3. エイルキーサービス需要の泡ル

			単位	1990	2000	2010	2020	2030	2050
総人	.□		百万人	124	127	128	125	119	103
世帯	数		万世帯	4104	4706	5195	5044	4880	4212
GDI	D		兆円	454	506	539	562	571	545
GDI	⊃伸び率		%		1.1%	0.6%	0.4%	0.2%	-0.2%
GDI	⊃/人		万円	367	398	421	449	479	529
	分野	用途	単位	1990	2000	2010	2020	2030	2050
		粗鋼	百万トン	111.7	106.9	112.5	117.3	119.2	113.7
	主计步车	セメント	百万トン	86.9	80.1	70.0	73.0	74.2	70.7
	茶州生性	パルプ	百万トン	11.5	11.3	10.8	11.2	11.4	10.9
		紙·板紙	百万トン	28.5	31.7	31.0	32.4	32.9	31.4
	ボニフル	動力	PJ	33.4	36.0	38.4	40.0	40.7	38.8
産	カリス心	加熱	PJ	89.2	97.9	104.4	108.9	110.6	105.5
美 部		動力	PJ	144.1	164.0	174.8	182.4	185.3	176.7
門	と単	ボイラ	PJ	217.5	221.9	236.5	246.7	250.7	239.1
	16-5-	加熱	PJ	82.9	84.6	90.2	94.1	95.6	91.2
		原料	PJ	1015.0	1390.8	1482.6	1546.5	1571.6	1498.7
	7 0 /lh	動力	PJ	653.5	798.2	850.9	887.6	901.9	860.1
	その他 の産業	ボイラ	PJ	648.0	669.0	713.2	743.9	756.0	720.9
		加熱	PJ	256.3	264.6	282.1	294.2	299.0	285.1
		動力	PJ	52.2	86.3	94.8	98.9	100.5	95.8
	丵淼	暖房	PJ	395.7	516.9	486.2	507.2	515.4	491.5
民	木仍	給湯	PJ	352.6	392.5	387.9	404.6	411.2	392.1
生		冷房	PJ	332.7	643.1	677.0	706.2	717.6	684.3
部		動力	PJ	229.2	355.1	410.2	398.3	385.4	332.6
1.1	灾应	暖房	PJ	395.7	526.4	521.6	506.5	490.0	422.9
	 亦庭	給湯	PJ	537.7	585.4	647.8	628.9	608.5	525.2
		冷房	PJ	109.5	173.9	180.7	175.5	169.8	146.5
		鉄道	十億人km	387.5	384.4	392.1	383.3	365.1	315.1
		乗用車	十億人km	742.7	864.0	848.6	843.1	807.6	700.8
	旅客	バス	十億人km	110.4	87.3	88.3	86.3	82.2	71.0
輸		航空	十億人km	51.6	79.7	83.4	81.5	77.6	67.0
部		船舶	十億人km	6.3	4.3	4.0	3.9	3.7	3.2
門		鉄道	十億トンkm	27.2	22.1	22.8	23.0	22.7	20.6
	货物	トラック	十億トンkm	274.2	313.1	335.1	338.4	332.9	302.1
	具 17月	航空	十億トンkm	0.8	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0
		船舶	十億トンkm	244.5	241.7	211.6	213.7	210.3	190.8

1. 総人口の将来値は人口問題研究所「日本の推計人口」(平成24年1月)の高位推計による。 2. GDP実績値は2000年基準(出典:EDMCエネルギー・経済統計要覧2012)。

3.3 エネルギーの輸入

3.3.1 輸入燃料価格

表 3.2 に輸入燃料価格の変動設定を示す。原油の価格は、長期的に上昇を続け、2050 年には 2010 年の価格の約 2 倍になると仮定した。LNG の価格は、原油価格にリンクして上昇し、2050 年には 2010 年の価格の約 2 倍になると仮定した。石炭の価格は、資源量や産出地分布等を考慮して、石 油に比べると小幅な上昇に留まると考え、2050 年には 2010 年の価格の 1.5 倍になると仮定した。 天然ウランの価格は、主に発展途上国における開発利用が進むと考え、2050 年には 2010 年の価 格の 2 倍まで上昇すると仮定した。なお、モデル分析では、表の最上段に示す通関レートを使用 して、表の下段に示す単位「億円/PJ 又は億円/トンU」に換算して使用した。

		1990	2000	2010	2020	2030	2050
通関レート	円/ドル	142	110	86	90	90	90
原油	ドル/バレル	22.8	28.4	84.0	100.4	120.5	160.6
LNG	ドル/トン	202.5	251.9	582.5	696.5	835.8	1114.4
石炭	ドル/トン	50.8	34.6	113.5	122.1	135.7	162.8
天然ウラン	ドル/トンU	25.4	21.8	119.6	143.1	171.7	228.9
原油	億円/PJ	0.525	0.513	1.190	1.488	1.785	2.380
LNG	億円/PJ	0.528	0.507	0.920	1.150	1.380	1.840
石炭	億円/PJ	0.278	0.143	0.380	0.428	0.475	0.570
天然ウラン	億円/トンU	0.004	0.002	0.010	0.013	0.015	0.021

表3.2 輸入燃料価格の設定

1. 2010年までは、実績値(出典:エネルギー・経済統計要覧、IMF - Primary Commodity Prices)。

2. 実績値は名目ドル建てCIF価格、将来値は実質価格(2000年基準)。

3. 下段は単位を「億円/PJ」に換算したモデルへの入力値。

3.3.2 輸入燃料の利用可能量

表 3.3 に輸入燃料の利用可能量の変動設定を示す。原油及び各種石油製品の輸入可能量は長期 的に減少していくと仮定した。他方、LNG は長期的に石油を代替していくことを見込み、価格は 上昇するけれども、十分な供給が受けられると仮定した。石炭については長期的に十分な供給が 受けられると仮定した。

	1990	2000	2010	2020	2030	2050
原油・石油製品 (原油換算億キロリットル)	3.01	3.04	2.81	2.39	2.25	1.75
LNG(億トン)	0.36	0.54	1.05	1.15	_	-
石炭(億トン)	1.03	1.53	2.07	2.35	2.54	2.83

表3.3 輸入燃料の上限制約の設定

3.4 発電技術等

3.4.1 発電技術等の特性

表 3.4 に分析に使用した主な発電技術と熱電併給技術の特性データ(17)をまとめた。

	道入		稼働	加率	ᅍᆖᄸ	*****		コス	ヽトデータ		
発電技術等	開始	耐用 年数	(上限	[値]	先電表	家幼举	左	建設費	固定維持費	可変維持費	
	年		年	(%)	年	(%)	4	千円/kW	千円/kW/年	千円/GJ	
T = (T = t)	1000	40		70	-2005	36.3	-2000	264		0.15	
石灰(往木)	1990	40		70	2025-	40.0	2020-	198	11	0.15	
石炭ガス化	2015	40		70	2010	45.0	2010	275	12	0.21	
複合サイクル	2015	40		70	2020-	49.0	2020-	231	13	0.21	
石炭ガス化 溶融炭酸塩形	2015	40		70	2010	50.0	2010	330	14	0.23	
燃料電池	2010	10		70		54.0	2020-	275		0.20	
石油·低硫黄	1990	40	-1995	60	1990	41.0	1990	202	9	0.06	
(事業用)	1000		2010-	50	2000	42.0	2000-	154	Ŭ	0.00	
石油·高硫黄	1990	40	-1995	60	1990	41.0	1990	202	9	0.06	
(事業用)	1000		2010-	50	2000	42.0	2000-	154	Ŭ	0.00	
石油他	1990	40	1990	60	1990	35.0	1990	233	10	0.07	
(産業自家発)	1330		2000-	50	2020-	38.0	2000	187	10	0.07	
石油他			1990	60	1990	34.0	1990	253			
(産業	1990	40	2000-	50	2000	35.0	2000-	198	11	0.08	
熱電併給)					2020-	36.0					
石油他	2000	10		50	-2000	45.0	2000	280	10	0.00	
(複合サイクル)	2000	40		50	2030-	49.0	2020-	209	12	0.09	
			1990	72			1990	328			
ᇏᄮᅝ	1000	40	1995-	78		FEO	1995	314	15	0 1 2	
₩£1/\% ⁺	1990	40	2005-	65		FEQ	2000	300	10	0.12	
			2020-	78							
水力発電	1990	60		52		FEQ		500	16	-	
业教政审	1000	20		00			-2010	600	17	0.02	
地愁光电	1990	30		80		FEQ	2030-	400	17	0.02	
地熱発電	2010	20		00			2010	900	06	0.02	
(高費用)	2010	30		80		FEQ	2030-	600	20	0.03	
							1990	300	3		
風力発電	2000	20		24		FEQ	2020	250	2	-	
							2030-	200	2		
							1995	1500	10		
							2000	900	8		
太陽光発電	1995	25		12.5		FEQ	2010	600	6	-	
							2020	400	4		
							2030-	300	3		
							2015	600	6		
太陽光発電	2015	25		12.5		FEQ	2020	500	5	-	
(同頁用)							2030-	400	4		
揚水発電	1990	60		2.75		70.0		207	10	_	

表 3.4 発電技術と熱電併給技術の特性データ(1/2)

FEQ:化石燃料換算用発電効率(1990年=41.0%、2000年=43.0%、2030年=49.0%、2030年=49.0%)

	導入	74 m	稼働率	杂 雪笙劫索		コス	、トデータ	
発電技術等	開始	耐用 (上限値) ^{発電等効率} 年数		光电守劝华	左	建設費	固定維持費	可変維持費
	年		年 (%)	年 (%)	4	千円/kW	千円/kW/年	千円/GJ
				電気 43.0	2010	440	12	
リン酸形 燃料雷池	2010	20	70	熱 27.8	2020	307	8	0.19
//////////////////////////////////////					2030-	276	8	
~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~				電気 55.6	2010	550	13	
浴融灰酸瑥形 燃料雷池	2015	20	70	熱 27.8	2020	440	10	0.20
,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,					2030-	330	8	
固体高分子形				電気 35.0	2010	300	8	
燃料電池	2010	15	70	熱 35.0	2020	240	7	0.13
(都市カス)					2030-	180	5	
固体高分子形				電気 45.0	2010	240	7	
燃料電池	2015	15	70	熱 39.2	2020	192	5	0.10
(水素)					2030-	144	4	
ガス熱供給	1990	40	90	90.0		188	12	0.15
地熱(熱供給)	1990	30	90	FEQ		101	10	0.15
排執(執供給)	2000	20	90	600.0	2000	150	9	0.06
19月末代(赤代)六小山)	2000	20	50	(成績係数)	2030-	120	7	0.05
ガスタービン	1990	40	10	34.2		159	5	0.37
	1000	40	65	1990 42.0	1990	212	9	_
	1990	40	05	2000- 43.0	2000	176	9	
コージェネ	1000	20	65	電気 27.0	1990	276	11	0 17
(在来)	1990	20	00	熱 38.0	2000	220	11	0.17
LNG冷熱発電	1990	20	70	40.0		351	21	0.01
高炉炉頂圧	1990	20	70	40.0		-	17	0.01
INC 指 合	1000	10	65	1990 45.0	1990	256	11	_
	1990	40	05	2030- 61.1	2010	120	11	_
COガスタービン	2020	40	80	55.0		279	16	0.07

表 3.4 発電技術と熱電併給技術の特性データ(2/2)

FEQ:化石燃料換算用発電効率(1990年=41.0%、2000年=43.0%、2030年=49.0%、2030年=49.0%)

既存技術の性能に関しては、現存する設備や機器等の平均特性値が与えられている。他方、新 技術の特性データは、実用化段階において達成可能と見通される目標値が与えられている。また、 原子力と再生可能エネルギーによる発電電力量を、一次エネルギーに換算する時に使用する換算 係数として火力発電の平均効率(FEQ)を使用している。この換算係数は、平均発電効率の長期的 な改善を考慮した値となっている。なお、軽水炉のコストデータについて、福島第1原子力発電 所の事故対応費用は計上していない。

#### 3.4.2 導入可能量

表 3.5 に原子力を除く主要発電技術等の設備容量制約をまとめた。ここで、再生可能エネルギーの設備容量制約⁽¹⁸⁾については、「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書(環境省)」

を参考にして設定値を決定した。

# 表 3.5 原子力を除く主要発電技術等の設備容量制約(1/2)

														(単位:	GWe)
	発電技術	制約	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
石	炭火力														
	ᅔᆓᅖ	上限	12.2	20.1	29.2	37.8	45.0			2015年	ミ以降の	)新規建	設なし		
	住木空	下限	12.1	20.0	29.1	37.7									
	ガス化 複合サイクル	上限			_			0.2	5.1	10.0	25.0	40.0	55.0	70.0	85.0
石氵	由火力														
	事業用	上限	27.0	27.0	27.0	23.5 20.0 2015年以降の新規建設なし									
	(低硫黄)	下限	25.0	25.0	25.0										
	事業用	上限	31.0	30.0	29.0	25.5	22.0			2015年	ミ以降の	)新規建	設なし		
	(高硫黄)	下限	24.6	24.5	23.4	18.4									
_{産業白家発} 上限 13.5 16.0															
	<u> </u>	下限	12.8	12.7											
	産業熱電併給	上限	0.1	0.2	0.3	0.7	1.0	1.3	1.5	1.8	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
LN	G火力														
	<b>左</b>	上限	33.0	38.0	43.0		2005年以降の新規建設なし								
	在木空	下限	31.4	33.6	38.7	34.5	32.0								
	塩合共ノクリ	上限	3.1	5.8	13.5	20.8	28.0	38.0	48.0	58.0	68.0	78.0	88.0	98.0	108
	複合サイクル	下限	3.0	5.7	12.5	16.3	20.0	25.0	30.0	30.0	30.0	15.0			
	ギック ビン	上限	5.0	6.5	8.0	10.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	16.5	17.0	17.5	18.0
	リスターヒン	下限	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0	10.0	10.0	7.5	5.0	2.5			
再	主可能エネルギ-	_													
	水土改画	上限	19.3	19.7	20.0	20.6	22.5	23.5	25.0	25.5	25.9	26.3	26.7	27.0	27.6
	小刀光电	下限	19.2	19.6	19.9	20.5	22.4	22.6	22.7	22.9	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0
	ᄡᅒᇗᄛ	上限	0.2	0.5	0.5	0.5	0.7	1.0	1.3	1.7	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	地愁光电	下限	0.2	0.5	0.5	0.5									
	地熱発電 (高費用)	上限		-	_		3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	風力発電	上限	-	_	0.1	1.1	3.0	6.5	11.1	16.3	21.2	24.5	25.0	25.0	25.0
	(陸上)	下限		_	0.1	1.1	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	風力発電 (洋上)	上限			-	_			0.2	1.8	5.8	12.2	19.3	24.1	25.0
	大限业资量	上限	_	0.0	0.3	1.4	5.0	16.3	27.5	38.8	50.0	55.5	61.0	66.5	72.0
	八吻儿尤电	下限	_	0.0	0.3	1.4	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
	太陽光発電 (高費用)	上限			-	_			0.2	1.8	5.8	12.2	19.3	24.1	28.0

## 表3.5 原子力を除く主要発電技術等の設備容量制約(2/2)

														( <del>4</del> -14-	une)
	発電技術	制約	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
そ(	の他発電														
	ゴミ発電	上限	0.3	0.7	1.0	1.2	1.4	1.8	2.1	2.5	2.8	2.9	3.0	3.1	3.2
	COガスタービン	上限	-	-	-	-	-	-	0.2	0.6	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0
	LNG冷熱発電	上限	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
	也去必同	上限	17.0	22.3	24.7	25.1	26.0	29.3	32.5	35.8	39.0	42.3	45.5	48.8	52.0
	扬小光电	下限	16.9	22.2	24.6	25.0									
熱	電併給(GWe)														
	在来型	上限	1.9	3.7	5.4	8.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
	リン酸形 燃料電池	上限	-	-	-	-	0.2	2.6	5.0	7.5	10.0	12.5	15.0	15.0	15.0
	溶融炭酸塩形 燃料電池	上限	-	Ι	-	-	-	1.1	2.0	5.0	8.0	11.0	14.0	17.0	20.0
	固体高分子形 燃料電池 (都市ガス)	上限	_	-	_	_	0.1	1.1	2.0	5.0	8.0	11.5	15.0	20.0	25.0
	固体高分子形 燃料電池 (水素)	上限	_	-	-	_	-	0.3	0.5	1.8	3.0	6.5	10.0	15.0	20.0
熱	」 供給(GWt)														
	ガス	上限	1.5	5.3	7.7	10.1	12.5	14.9	17.2	19.6	22.0	22.8	23.5	24.3	25.0
	ᆂᆄᅒ	上限	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.3	1.5	1.8	2.0
	也於	下限	0.2	0.3	0.3										
	排熱 (ヒートポンプ)	上限	-	-	0.2	0.6	1.0	2.0	3.0	4.5	5.5	6.5	7.5	8.0	8.0

(単位:GWe)

#### 3.5 核燃料サイクル

表3.6に核燃料サイクルに係る諸条件⁽¹⁹⁾及び図3.2に核燃料サイクル工程の概略を示す。本分 析では、軽水炉の利用に伴い発生する使用済燃料を全量再処理するものとして、核燃料サイクル コストをシステムコスト(モデル分析における目的関数であり、エネルギー需給に係る総費用で ある。)に計上した。その際に、標準的な炉特性のモデルプラントを想定して、発電電力量及び核 燃料物質消費量を見積もり、また核燃料サイクルの工程中で必然的に発生するウラン量の減耗率 及び、各工程で発生する費用の時間的な隔たりを考慮して(高レベル廃棄物処分に係る費用は40 年後に発生するため特に時間的な隔たりが大きい)、発電量あたりのフロントエンド及びバックエ ンド費用を算出し、MARKALモデルの入力値として使用した。なお、一般に天然ウラン価格の変動 により最適テイルウラン濃度が変化し、必要分離作業量も変化するが、本分析ではその影響は考 慮していない。

	電気出力	MW e	1,000
	燃焼度	MWD/ F >	45,000
軽小炉	稼働率	%	81
モナルノフント	耐用年数	年	40
の村庄	平衡燃料装荷	トン/年	19.00
	平衡燃料排出	トン/年	18.10
	転換	千円/トンU	660
	濃縮	千円/トンSWU	13, 750
核燃料サイクル	成形加工	千円/トンU	80,000
工程の単価	中間貯蔵	千円/トンU	20,000
	再処理	千円/トンU	200,000
	廃棄物処分	千円/トンU	95,000
天然ウラン濃度		%	0.711
テイルウラン濃度		%	0.25

表3.6 核燃料サイクルに係る諸条件



図 3.2 核燃料サイクル工程の概略

#### 4. 分析ケース

表4.1 に分析ケースの一覧を示す。各分析ケースの特徴を表すケース名を付けた。本分析では、 原発の利用規模及び二酸化炭素排出に対する課徴金の組み合わせが異なる6種類を選択し分析を 行った。原発の利用規模については、福島第1原子力発電所事故を通じて我が国の原子力発電所 が持つ安全上、経済上のリスクが顕在化したことを踏まえて、同事故以前には検討例の少なかっ た原発利用の低減化を中心とした即時停止、段階的廃止、縮小、維持及び拡大の5種類の場合を 仮定した。他方、二酸化炭素排出に対する課徴金は、高、低及び無しの3種類の場合を仮定した。 課徴金は、二酸化炭素排出原単位の大きい石炭等の利用量や相対的に高価な再生可能エネルギー 及び省エネ技術等の排出削減技術の導入量に影響の大きい因子である。表4.1 において全15種類 ある分析ケースの組み合わせから本分析で選択した6種類は、両極における振る舞いの確認を目 的とした極端な分析ケースとして「再生可能エネルギー最大導入(①再生最大)」、「二酸化炭素最 大削減(②最大削減)」、「原発拡大利用(③原発拡大)」及び「化石燃料依存率拡大(④化石拡大)」 の4種類に加え、中庸な分析ケースとして「原発縮小利用(⑤原発縮小)」及び「原発継続利用(⑥ 原発継続)」の2種類である。なお、識別に便利のため、表4.1 における左上の「①再生最大」か ら時計回りにケース番号を付けた。

			Л	原発の利用規模				
		即時停止	段階的廃止	縮小	維持	拡大		
二酸化炭素	高	_	再生可能 エネルギー 最大導入	_	_	② 二酸化炭素 最大削減		
素排出に対す	低			⑤ 原発 縮小利用	⑥ 原発 継続利用			
る課徴金	無し	④ 化石燃料 依存率拡大	_	_	_	③ 原発 拡大利用		

表 4.1 分析ケース

なお、全ての分析ケースで前章に述べた前提条件は変わらないものとした。特に、原子力発電 に係るコストや稼働率等の条件は原子力発電の利用規模に関係なく同一とした。換言すれば、今 後十分な耐震安全性が確保され、全ての分析ケースでバックエンドの政策と技術が確立されてい ることを想定している。また、原子力発電の即時停止及び縮小などのシナリオは、福島第1原子 力発電所事故が発生したこと及び、その後幾つかの原子力発電の敷地内に活断層またはそれに準 ずる断層の存在が明らかになり、耐震安全の観点から政策的に既存原発の廃炉化がやむを得なく なる事態を想定している。なお、即時停止シナリオでは、代替電源確保のための投資コスト等は 考慮されているが、早期の廃止措置に伴うコスト(本来は売電収入で手当てされるコスト)は考 慮されていない。

表 4.2 に二酸化炭素排出に対する課徴金の設定額を示す。ここで設定した課徴金は、コスト最 小化によるエネルギーシステムの最適化分析において、二酸化炭素の排出削減に資する相対的に 高価な技術の導入を促すための重みづけであり、導入促進施策等の予算的裏付けが可能な炭素税 とは異なるものである。したがって、課徴金は発電技術等の選択に影響するが、例えば石炭火力 等の発電単価の計算結果には影響しない。

表 4.2 課徴金の設定額

		2015	2020	2030	2050
課徴金	高	5,000	10,000	25,000	50,000
(円/トンCO2)	低	2,500	5,000	10,000	20,000

表4.3に原子力発電の設備容量に対する上限制約をまとめた。原子力発電の段階的廃止、縮小 及び維持ケースでは、福島第1及び第2原子力発電所における既存の原子炉が再稼働しないもの として設備容量に対する上限制約を設定した。他方、原発拡大ケースでは、2030年までに少なく とも14 基以上の原子力発電を新増設する平成22年6月に公表されたエネルギー基本計画に基づ いて、原子力発電の設備容量に対する上限制約を設定した。

以上の前提条件のもとで、長期割引率を3%、価格基準年を2000年、割引システムコストを目 的関数として最適化分析を行った。

表4.3 原子力発電の設備容量に対する上限制約

(出告. 0)())

													(単位・	Gwe)
	制約	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
即呋戊止	上限	31.0	41.0	45.0	49.0	48.0		2015年以降の稼働率ゼロ						
찌여연꼬	下限	30.9	40.9	44.9	48.9	47.9								
仍此的应正	上限	31.0	41.0	45.0	49.0	48.0	0 2015年以降の新規建設なし							
权怕的免止	下限	30.9	40.9	44.9	48.9	47.9								
<i>嫔</i> 小	上限	31.0	41.0	45.0	49.0	48.0	新規建設なし		28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	
加日7]、	下限	30.9	40.9	44.9	48.9	47.9								
继持	上限	31.0	41.0	45.0	49.0	48.0	新規建	設なし	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0
亦任了寸	下限	30.9	40.9	44.9	48.9	47.9								
** -	上限	31.0	41.0	45.0	49.0	48.0	52.4	56.0	64.0	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0
1/4 八	下限	30.9	40.9	44.9	48.9	47.9								

#### 5. 分析結果

#### 5.1 分析ケースの評価結果

#### 5.1.1 「①再生最大」ケース

図 5.1 に、「①再生最大」ケースにおけるエネルギー需給の概略を示す。本ケースは、課徴金の 設定が高価格、且つ原子力発電を段階的に廃止する条件である。一次エネルギー供給量が長期的 に減少する中で、2010 年に比較して 2050 年では、再生可能エネルギー及び天然ガスの供給量が それぞれ 2.3 倍及び 1.5 倍に増加する。最終需要部門では、エネルギーサービス需要が長期的に 減少する中で、主に運輸部門での大幅な効率改善により、石油の消費量が半減する。また、電力 供給においては、2050 年までに、天然ガスと再生可能エネルギーによる原子力と石炭の代替が概 ね完了する。電力消費量が中長期的に横ばいから減少に推移する中で、産業部門では動力用エネ ルギー源の電化により電力消費量が増加傾向にある。なお、発電設備容量は「付録 1」に示した。



#### 5.1.2 「②最大削減」ケース

図 5.2 に、「②最大削減」ケースにおけるエネルギー需給の概略を示す。本ケースは、課徴金の 設定が高価格、且つ原子力発電を 2030 年に 65GWe まで拡大できる条件である。一次エネルギー供 給では、長期的に石炭と石油の利用が半減し、再生可能エネルギーと原子力の利用が拡大する。 最終需要部門では、エネルギーサービス需要が長期的に減少する中で、主に運輸部門における大 幅な利用効率の改善により、石油の消費量が半減する。本分析では、原油価格が長期的に上昇す ると仮定しているため、この傾向は多くの分析ケースで共通している。

電力供給においては、厳しい二酸化炭素排出抑制のため、2030年には発電における石炭の利用 が完全に消滅する。原子力発電を供給の主軸に、長期的には太陽光発電を中心とした再生可能エ ネルギーの利用が大幅に拡大する。最終消費部門における電力消費は、産業部門における動力用 エネルギー源の電化による消費量の増加に加え、運輸部門においても二酸化炭素の排出削減を目 的に原子力発電起源の電力を利用した電気自動車の導入が進む。



#### 5.1.3 「③原発拡大」ケース

図 5.3 に、「③原発拡大」ケースにおけるエネルギー需給の概略を示す。本ケースは、課徴金の 設定なし、且つ原子力発電の利用を 2030 年に 65GWe まで拡大できる条件である。一次エネルギー 供給では、相対的に高価な石油と天然ガスの利用が減少し、相対的に安価な石炭の利用が維持さ れる。その結果、2050 年における一次エネルギー供給に占める石炭の割合が 27%まで上昇する。 他方、最終需要部門におけるエネルギー消費において、本ケースでは二酸化炭素の排出削減への 誘因が無いため、コークスの消費量が長期的に横ばいで推移する結果となっている。

電力供給においては、原子力発電を主軸に、相対的に高価な天然ガスの利用を段階的に縮小し、 相対的に安価な石炭の利用を維持した電源構成となる。最終消費部門における電力消費量は、多 くの分析ケースと同様に、電力消費量が中長期的に横ばいから減少に推移する中で、産業部門で は動力用エネルギー源の電化により増加傾向にある。



#### 5.1.4 「④化石拡大」ケース

図 5.4 に、「④化石拡大」ケースにおけるエネルギー需給の概略を示す。本ケースは、課徴金の 設定なし、且つ原子力発電を即時停止する条件である。一次エネルギー供給では、原子力発電が 即時停止する影響で天然ガスの利用が急増するものの、本ケースは二酸化炭素の排出削減への誘 因が無いため、長期的には相対的に安価な石炭への代替が進む。また、最終需要部門においても、 同様の理由で、コークスの消費量が長期的に横ばいで推移する結果となっている。他方、多くの 分析ケースと同様に、主に運輸部門での大幅な効率改善により、石油の消費量は半減する。

電力供給においては、原子力発電の即時停止による供給不足を、中期的には稼働率の低い天然 ガスと石油で補い、長期的には相対的に安価な石炭に置き換わる結果となっている。最終消費部 門における電力消費量は、多くの分析ケースと同様に、電力消費量が中長期的に横ばいから減少 に推移する中で、産業部門では動力用エネルギー源の電化により増加傾向にある。



#### 5.1.5 「⑤原発縮小」ケース

図 5.5 に、「⑤原発縮小」ケースにおけるエネルギー需給の概略を示す。本ケースは、課徴金の 設定が低価格、且つ 286We を上限に原子力発電が利用できる条件である。

一次エネルギー供給量が長期的に減少する中で、石炭及び石油の利用が半減し、天然ガス及び 再生可能エネルギーの利用が増加する。他方、最終需要部門では、多くの分析ケースと同様に、 エネルギーサービス需要が長期的に減少する中で、主に運輸部門における大幅な利用効率の改善 により、石油の消費量が半減する。

電力供給においては、天然ガスによる代替が進むものの石炭の利用は継続され、天然ガス、再 生可能エネルギー及び原子力による均衡のとれた電源構成が実現される。最終消費部門における 電力消費量は、多くの分析ケースと同様に、電力消費量が中長期的に横ばいから減少に推移する 中で、産業部門では動力用エネルギー源の電化により増加傾向にある。



図 5.5 エネルギー需給の概要【「⑤原発縮小」ケース】

#### 5.1.6 「⑥原発継続」ケース

図 5.6 に、「⑥原発継続」ケースにおけるエネルギー需給の概略を示す。本ケースは、課徴金の 設定が低価格、且つ 39GWe を上限に原子力発電が利用できる条件である。前出の原発継続利用ケ ースとの違いは原子力発電の設備規模のみであり、多くの点で類似した分析結果が得られている。 一次エネルギー供給量が長期的に減少する中で、石炭及び石油の利用が半減し、天然ガス及び 再生可能エネルギーの利用が増加する。他方、最終需要部門では、多くの分析ケースと同様に、

主に運輸部門における大幅な利用効率の改善により、石油の消費量が半減する。

電力供給においては、天然ガスによる代替が進むものの石炭の利用は継続され、天然ガス、再 生可能エネルギー及び原子力による比較的均衡のとれた電源構成が実現される。最終消費部門に おける電力消費は、多くのケースと同様に、電力消費量が中長期的に横ばいから減少に推移する 中で、産業部門では動力用エネルギー源の電化により増加傾向にある。



図 5.6 エネルギー需給の概要【「⑥原発継続」ケース】

#### 5.1.7 各分析ケースにおける電力供給シナリオの実現性

「①再生最大」ケースは、原子力及び石炭の利用を長期的に減らし、天然ガスと再生可能エネ ルギーの利用を拡大するシナリオである。2050年において、総発電電力量の59%を占める天然ガ スの消費量は740億m³/年に達するため、天然ガスの安定供給の確保が必要である。更に、2050 年における太陽光発電及び風力発電の設備導入量が、それぞれ736We (2011年の15倍)及び286We

(2011年の11倍)に達している。2011年時点において、世界の太陽光発電及び風力発電が、そ れぞれ70GWe及び238GWeであることを踏まえると、シナリオの実現には、持続的な設備の増強が 不可欠であり、固定価格買取制度などの導入促進対策の継続的な実施に加えて、導入費用の低減 や建設用地の確保が前提となる。加えて、原子力発電を即時停止する「④化石拡大」を除く全て の分析ケースで共通する前提であるが、原子力安全の確保と信頼回復が不可避である。

「②最大削減」ケースは、中長期的に化石燃料の利用を減らし、再生可能エネルギーと原子力 の両方の利用を拡大するシナリオである。2030年までに少なくとも14基以上の原子力発電を新 増設する現行のエネルギー基本計画に沿った想定である。震災後、原子力発電所付近の活断層の 再点検等により、建設用地の確保が困難になった現状を鑑みて、シナリオ実現には困難が予想さ れる。更に、再生可能エネルギー最大導入ケースと同様に、シナリオの実現には、太陽光発電及 び風力発電の持続的な設備の増強が不可欠であり、導入促進対策の継続的な実施に加えて、導入 費用の低減が必須である。

「③原発拡大」ケースは、中長期的に化石燃料の利用を減らし、原子力の利用を拡大するシナ リオである。2030年までに少なくとも14基以上の原子力発電を新増設する現行のエネルギー基 本計画に沿った想定である。原子力発電所の建設用地の確保が困難になった現状を鑑みて、原子 力発電への依存度を拡大していく本シナリオの実現には困難が予想される。

「④化石拡大」ケースは、原子力発電を即時停止し、化石燃料の利用を拡大するシナリオである。原子力発電を即時停止した影響により、発電部門における天然ガス及び石油の消費量が、それぞれ710億m³/年及び24000 千 kL/年に倍増する。長期間にわたり化石燃料依存率が80%以上の高い状態が続く。輸入化石燃料の安定供給の確保及び輸入費用の継続的負担の実行がシナリオ成立の条件である。

「⑤原発縮小」ケースは、原子力への依存度を低減し、再生可能エネルギー、原子力及び化石 燃料を適切に組み合わせて利用するシナリオである。2050年において、総発電電力量の36%を占 める天然ガスの消費量は440億m³/年に達するため、天然ガスの安定供給の確保が必要である。ま た、2050年における太陽光発電及び風力発電の設備導入量が、それぞれ23GWe及び25GWeに達し ている。シナリオ成立には、両発電での持続的な設備の増強が不可欠であり、導入促進対策の継 続的な実施に加えて、導入費用の低減が前提となる。

「⑥原発継続」ケースは、現在の原子力利用規模を維持しながら、再生可能エネルギー、原子 力及び化石燃料を適切に組み合わせて利用するシナリオである。2050年において、総発電電力量 の32%を占める天然ガスの消費量は390億m³/年に達するため、天然ガスの安定供給の確保が必 要である。また、2050年における太陽光発電及び風力発電の設備導入量が、それぞれ13GWe 及び 25GWe に達している。シナリオ成立には、持続的な設備の増強が不可欠であり、導入促進対策の 継続的な実施に加えて、導入費用の低減が前提となる。

#### 5.2 二酸化炭素排出量と一次エネルギー供給量の比較

前節で示した6種類の分析ケースにおける二酸化炭素排出量を図5.7に示す。2050年における 削減率が小さい順番に、二酸化炭素排出削減率を一覧表にまとめた。課徴金の設定無しで原子力 発電を即時停止する「④化石拡大」ケース、及び課徴金の設定が高価格で原子力発電を2030年に 65GWe まで拡大できる「②最大削減」ケースを両極端に、課徴金の設定額及び原子力発電の利用 上限が大きいほど二酸化炭素排出量をより低減できる。「②最大削減」ケースでは、1990年の排 出量を基準として、2030年及び2050年においてそれぞれ26%及び50%の削減が可能である。

また、2020年までに1990年の排出量以下に、二酸化炭素排出量を低減できる分析ケースは、「① 再生最大」ケース及び「②最大削減」ケースの2種類の分析ケースである。前者の原子力発電を 段階的に廃止する「①再生最大」ケースでは、原子力発電の利用が完全に終了する2050年におい て、規模を縮小して原子力発電を利用する「⑤原発縮小」ケースと同程度の二酸化炭素削減率を 達成している。一方で、原子力発電を即時停止する「④化石拡大」ケースでは、2020年において 1990年の排出量から17%増加する。長期的には再生可能エネルギー利用の拡大による二酸化炭素 の排出削減も不可能ではない。しかし、原子力発電利用による二酸化炭素の排出削減効果は大き く、大幅な削減には原子力発電の利用が不可欠である。

なお、発電部門の二酸化炭素排出量は、2010年において我が国全体の約40%⁽¹⁴⁾を占める。5.4.2 節では、発電部門の二酸化炭素排出量と電源構成の関係を詳細に取り扱う。



図 5.7 二酸化炭素排出量

次に、2050年における1次エネルギー供給量とシステムコストの対 GDP 比率を図 5.8 に示す。 なお、比較データとして 1990 年及び 2010 年の実績値も示す。また、ケース毎に1次エネルギー の占有率を図中に示す。2050年における1次エネルギー供給では、全ての分析ケースにおいて、 1990年又は2010年と比較して、再生可能エネルギーの占有率が2~3倍に増加する。他方、石油 の供給量は半減し、1990年及び2010年ではそれぞれ55%及び45%であった石油の占有率が、全 ての分析ケースにおいて、2050年では30%以下に低減している。また、「①再生最大」ケース及 び「④化石拡大」ケースでは、それぞれ天然ガス及び石炭の占有率が極めて高く、前者は37%、 後者は38%に達している。他方、残りの4ケースについては、特定のエネルギー源への極端な偏 りは見られない。図中に、各分析ケースにおけるシステムコストの対 GDP 比率を「◆」印で示し た。輸入燃料価格の高騰が主な原因と考えられるが、1990年及び2010年において、ぞれぞれ11.0% 及び 21.4%であり 20 年間でほぼ倍増している。他方、2050 年では、将来の一次エネルギー構成に より幅が生じるが、石油等の輸入燃料の更なる効率的利用により、全ての分析ケースにおいて2010 年と比べて低下する。2050年におけるシステムコストの対 GDP 比率は、「①再生最大」ケースで 最大となり 19.4%、「③原発拡大」ケースで最小となり 18.1%であり、両者間でのシステムコスト 差は絶対額で約7兆円である。また、2050年における二酸化炭素排出削減率が同程度である「① 再生最大」と「⑤原発縮小」のシステムコストの両ケースでの差は絶対額で約3兆円である。こ のように原子力発電は費用対効果の大きい二酸化炭素削減技術である。



図 5.8 2050 年における1次エネルギー供給量とシステムコストの対 GDP 比率

#### 5.3 平均発電単価と電源構成の比較

平均発電単価を図 5.9 に示す。2050 年における平均発電単価が高い順番に並べて、各分析ケー スの平均発電単価を図中の一覧表に示した。2010 年における平均発電単価は約 11.2 円/kWh であ り、長期的には「③原発拡大」ケースを除く全ての分析ケースで平均発電単価が上昇する。2050 年における平均発電単価は、最高値を示した「①再生最大」ケースで 18.4 円/kWh、最安値を示し た「③原発拡大」ケースで 11.1 円/kWh となる。ケース毎に見ると、「①再生最大」ケースでは、 高コストの再生可能エネルギー及び天然ガスの利用拡大に伴い、平均発電単価が長期的に上昇を 続け、2045 年に最高値 18.7 円/kWh に達する。「②最大削減」ケースでは、2025 年までは上昇を 続け 13.8 円に達した後、横ばいに転じ、2050 年には約 13.0 円/kWh 程度となる。「③原発拡大」 ケースでは、2010 年から 2030 年の間で 1 円程度上昇するものの、その後は緩やかに低下し、2050 年には約 11.1 円/kWh と現在の平均発電単価と同程度となる。「④化石拡大」ケースでは、原子力 発電の即時停止が原因となり、2010 年の平均発電単価から一気に 4.4 円/kWh 上昇し 2015 年に 15.6 円/kWh に達する。その後、横ばいから緩やかに低下して行き、2050 年には約 13.4 円/kWh となる。 「⑤原発縮小」ケースでは、2025 年までは上昇を続け 14.0 円に達した後、緩やかな価格変動を

繰り返し、2050 年には約 14.7 円/kWh となる。「⑥原発継続」ケースでは、2025 年までは上昇を 続け 13.9 円に達した後、緩やかな価格変動を繰り返し、2050 年には約 14.0 円/kWh となる。



図 5.9 平均発電単価

2050年における電源構成と二酸化炭素排出量を図 5.10 に示す。図中に、各分析ケースにおけ る発電部門の二酸化炭素排出量を「◇」印で示した。2050年における発電電力量は、全ての分析 ケースにおいて、2010年と比較して、再生可能エネルギーによる発電量が、約 2~3 倍に拡大し、 占有率が 21~37%となる。ケース毎に見ると、「①再生最大」ケースでは、天然ガスの占有率が 59%であり、37%を占める再生可能エネルギーと合わせると 96%に達する。「②最大削減」ケー ス及び「③原発拡大」ケースでは、原子力の占有率が高く、それぞれ 47%及び 50%に達する。「④ 化石拡大」ケースは、石炭の占有率が 54%まで拡大し、発電部門の二酸化炭素排出量が分析期間 を通じて 2010年の排出量を上回る唯一の分析ケースである。「⑤原発縮小」ケース及び「⑥原発 継続」ケースでは、特定のエネルギー源に偏らないで、天然ガス、原子力及び再生可能エネルギ ーを比較的均等に組み合わせたエネルギー構成となっている。

また、発電部門の二酸化炭素排出量は、1990 年及び 2010 年において、それぞれ約 3.1 億トン 及び約 3.6 億トンである。2050 年では、再生可能エネルギーと原子力の利用が拡大する「②最大 削減」ケースが最小となり約 0.5 億トンである。他方、原発を即時停止し石炭の利用を拡大する 「④化石拡大」ケースが最大となり約 4 億トンである。発電部門の二酸化炭素排出量に限定すれ ば、石炭の占有率が高い「③原発拡大」ケース及び「④化石拡大」ケースを除き、2050 年におい て 2010 年の排出量の半分以下に削減できる。



図 5.10 2050 年における電源構成と二酸化炭素排出量

#### 5.4 発電部門におけるエネルギー源の多様性

定量的データに基づいた客観的な電源構成の選択では、マッピングによる視覚化が有効である と考え、多様化指数、平均発電単価及び二酸化炭素排出量を指標にマッピングを行うことで長期 需給シナリオの特徴を整理した。エネルギー供給安定性を表す尺度として採用した多様化指数は、 2.3節で示したように最大値は1で、特定のエネルギー源に偏るほど大きな値となる。

#### 5.4.1 多様化指数と平均発電単価の対比

エネルギー源の多様性と平均発電単価の関連性を図 5.11 に示す。分析ケース毎に、多様化指数 と平均発電単価の時系列の変化を線図化した。図 5.11 において、左下隅に近づくほど平均発電単 価が安く且つ多様化が進み、エネルギー供給安定性の高い状態であることを示す。

「⑤原発縮小」ケース及び「⑥原発継続」ケースを除き、多様化指数が上昇していく傾向にあ り、残りの「①再生最大」ケース、「②最大削減」ケース、「③原発拡大」ケース及び「④化石拡 大」ケースでは長期的にエネルギー源の寡占化が進む。特に、原子力発電を段階的に廃止する「① 再生最大」ケースでは、天然ガス利用の大幅な拡大により、2050年において多様化指数が 0.38 に達する。1970年代の水準まで寡占化が進み、平均発電単価が 18.4円/kWh 円まで上昇する。

一方、両分析ケースとも再生可能エネルギーの利用を大幅に拡大していく「①再生最大」ケースと「②最大削減」ケースを比較すると、再生可能エネルギーの利用を拡大していく場合において、原子力利用が存続する「②最大削減」ケースでは、2050年において多様化指数が 0.28 に留まっている。原子力発電の利用は、天然ガスへの極端な依存を防ぐことが可能であり、エネルギー源の多様性の維持に極めて有効である。

2番目に寡占化が進む「④化石拡大」ケースでは、原子力発電を即時停止した2010年から2015年の間で、平均発電単価が11.2円/kWhから15.6円/kWhへ4.4円/kWh上昇し、且つ多様化指数が0.24から0.31まで一気に1980年頃の水準まで上昇する。原子力発電の即時停止による平均発電単価への影響は極めて大きく、原子力発電の利用がエネルギー源の多様化に大きく寄与していたことが分かる。

また、各分析ケースの 2050 年における平均発電単価は、「③原発拡大」ケースの 11.1 円/kWh が最も安く、「①再生最大」ケースの 18.4 円/kWh が最も高い。これら両極端のケースを除くと、 残り4種類のケースの平均発電単価は 13.0 円/kWh から 14.7 円/kWh の幅に収まっており、分析ケ ース間の差は 1.7 円/kWh と比較的小さい。最も多様化が進む「⑤原発縮小」ケースの平均発電単 価は、2050 年において 14.7 円/kWh であり、2010 年の平均発電単価である 11.2 円/kWh から 3.5 円/kWh の増加となる。

マップでは、原子力発電の利用が継続する「②最大削減」ケース、「③原発拡大」ケース、「⑤ 原発縮小」ケース及び「⑥原発継続」ケースにおける 2050 年の描点に着目すると概ねー直線上に 並んでおり、原子力発電の占有率に対してエネルギー源の多様性と平均発電単価は二律背反の関 係にあることが分かる。即ち、現状では低コストであるが潜在的なリスクが大きい原子力発電の 占有率を小さくすると多様化が進み供給安定性が高まるが、その代償として平均発電単価は大幅 に上昇する。換言すると、原子力発電を適切な規模で利用することで、エネルギー源の寡占化を 回避し、発電単価の大幅な上昇を抑えることが可能になる。エネルギー源の多様性の維持及び発 電単価上昇の抑制の観点から、原子力発電の利用は極めて有効である。



図 5.11 エネルギー源の多様性と平均発電単価

#### 5.4.2 多様化指数と二酸化炭素排出量の対比

エネルギー源の多様性と発電部門の二酸化炭素排出削減率を図 5.12 に示す。分析ケース毎に、 1990 年を出発点にして、多様化指数と二酸化炭素排出削減率の時系列の変化を線図化した。また、 2030 年及び 2050 年における平均発電単価、更に 2050 年において占有率が上位 2 位までのエネル ギー源を記載した。なお、縦軸の発電部門における二酸化炭素排出削減率は、1990 年の排出量を 基準に算出した。図 5.12 において、左下隅に近づくほど二酸化炭素排出削減率が高く且つ多様化 が進み、エネルギー供給安定性の高い状態であることを示す。

「①再生最大」ケースでは、原子力発電の段階的廃止とともに徐々に寡占化が進み、2050年において、天然ガス及び再生可能エネルギーの占有率がそれぞれ 59%及び 37%に達する。二酸化炭素排出量は、2030年及び 2050年において、それぞれ 24%削減及び 47%削減を達成している。

「②最大削減」ケースでは、原子力及び再生可能エネルギーの利用が共に拡大し、2050年には それぞれ 47%及び 32%を占める。2025年までは石炭利用の縮小に伴い一気に寡占化が進むが、2025 年以降に太陽光発電等の再生可能エネルギー利用の拡大により徐々に寡占化が緩和される。二酸 化炭素排出量は、2030年及び 2050年において、それぞれ 57%削減及び 82%削減を達成している。

「③原発拡大」ケースでは、天然ガス利用の縮小及び原子力利用の拡大により、長期的に寡占 化が進み、2050年には原子力及び石炭の占有率がそれぞれ 54%及び 24%に達する。二酸化炭素排 出量は、2030年及び 2050年において、それぞれ 25%削減及び 36%削減に留まっている。削減率が 小さい原因は、課徴金の設定が無いため、安価な石炭利用が継続するためである。

「④化石拡大」ケースは、全ての分析ケースの中で唯一、1990年の水準から二酸化炭素排出量 が増加する。2030年及び2050年において、それぞれ50%増加及び32%増加となり、長期的に寡占 化が進み2050年には石炭の占有率が54%に達する。

「⑤原発縮小」ケースでは、長期的にエネルギー源の多様化が進み、2050年において、天然ガス及び再生可能エネルギーの占有率がそれぞれ 36%及び 30%となる。二酸化炭素排出量は、2030年及び 2050年において、それぞれ 1%削減及び 58%削減を達成している。

「⑥原発継続」ケースでは、長期的にエネルギー源の多様性が維持される、2050 年において、 原子力及び天然ガスの占有率がそれぞれ 32%及び 32%となる。二酸化炭素排出量は、2030 年及び 2050 年において、それぞれ 17%削減及び 65%削減を達成している。

以上から、二酸化炭素排出量が増加する「④化石拡大」ケースを除けば、2050年に達成可能な 削減率に36%から82%までの幅はあるが、原子力発電の利用規模に係わらず、発電部門における二 酸化炭素排出量は低減できる。一方で、原子力発電の利用が終了する「①再生最大」ケース及び

「④化石拡大」ケースで大幅に寡占化が進むことから、エネルギー源の多様性を維持するために は、原子力発電利用の継続が必要条件である。更に、「④化石拡大」ケースにおいて、原子力発電 を即時停止する 2010 年から 2015 年の間で、二酸化炭素排出削減率が 26%増加から 57%増加に一気 に上昇していることから、原子力発電の二酸化炭素排出削減能力が高いことが分かる。

原子力発電の全廃は供給力の大きい選択肢の放棄と同義であり、再生可能エネルギー、天然ガ ス又は石炭の何れで代替した場合でも、エネルギー源の多様性が大幅に損なわれる。一定規模の 原子力発電の利用を継続することで、天然ガスや石炭利用の低減化をもたらして、エネルギー源 の寡占化を回避し、発電単価の大幅な上昇を抑えながら、二酸化炭素の排出削減が可能となる。



図 5.12 エネルギー源の多様性と発電部門の二酸化炭素排出削減率

#### 6. まとめ

原子力発電の利用規模及び二酸化炭素の排出抑制基準が異なる6種類のエネルギー需給シナリ オを想定し、MARKALモデルを使用して、我が国を対象とした長期エネルギー需給分析を実施した。 また、モデル分析の結果に基づいて、発電部門におけるエネルギー源の多様性、二酸化炭素排出 量及び平均発電単価のマッピング化を行い、それぞれのエネルギー需給シナリオにおける電源構 成の変化による二酸化炭素排出量及び平均発電単価への影響を整理した。その結果、本分析の条 件下において、以下の所見が得られた。

- ▶ 原子力発電を即時停止した場合、現状の平均発電単価が 4.4 円/kWh 上昇する。
- ▶ 原子力発電を段階的に廃止し、再生可能エネルギー及び天然ガスで代替した場合、2050年には平均発電単価が 18.4 円/kWh に達する。原子力発電や石炭の利用を継続した場合と比較して、平均発電単価が 3.7 円/kWh 以上高い。
- ▶ 原子力発電を段階的に廃止した場合でも、我が国全体及び発電部門における二酸化炭素排 出量は、2050年において1990年の水準から、それぞれ37%及び47%の削減が可能である。
- 原子力発電の全廃は供給力の大きい選択肢の放棄と同義であり、再生可能エネルギー、天 然ガス又は石炭の何れで代替した場合においても、エネルギー源の寡占化が大幅に進む。
- 本分析で新たに提案したマッピング法を用いた電源構成の評価手法は、エネルギー源の選択・組み合わせによる影響を視覚化するために有益である。本マッピング法を使用することで、原子力発電の占有率に対してエネルギー源の多様性と平均発電単価は二律背反の関係にあることが明らかになった。
- 一定規模の原子力発電の利用を継続することで、エネルギー源の寡占化を回避し、発電単価の大幅な上昇を抑えながら、二酸化炭素の排出削減が可能となる。

なお、本分析は新潟県中越沖地震や東北地方太平洋沖地震で明らかになった原子力発電所のリ スク(稼働率の長期低下、外部事象によるシビアアクシデントの発生など)が今後の技術的な対 策(防災対策を含む)で十分に低減されていくことを前提としたものである。使用済燃料の貯蔵 場所及び高レベル廃棄物処分場の確保と併せて耐震安全に係る課題が克服できない場合には、本 分析で想定した原発利用シナリオの成立は困難であり、電力の供給安定性の確保、発電単価の上 昇の抑制が長期にわたって重要な社会的課題になると考えられる。

#### 謝 辞

本分析は、日本原子力研究所(現、日本原子力研究開発機構)において開発、整備されたエネ ルギー技術データベースを活用して実施したものである。データベースの構築に携わった多くの 方々に心からお礼を申し上げます。また、本報告書の作成において貴重なご助言を頂いた RIST 佐 藤治氏、本報告書の取り纏めに際してご指導を頂いた峯尾英章計画管理室長、及び日頃から思慮 深いご助言をくださった根本正博氏に心からお礼を申し上げます。

#### 参考文献

- (1) 日本原子力研究開発機構: 2100 年原子力ビジョン 低炭素社会への提言 , 平成 20 年 10 月
   16 日プレス発表, http://www.jaea.go.jp/02/press2008/p08101601/.
- (2) 立松研二,他:わが国の超長期エネルギー需給展望に関する分析-「2100 年原子力ビジョン」 のエネルギー需給推計について-, JAEA-Research 2009-007 (2009).
- (3) Leslie G. Fishbone, et al.: User's Guide for MARKAL (BNL/KFA VERSION 2.0) A Multi-Period, Liner-Programming Model for Energy System Analysis, (1982).
- (4) 佐藤治,他:我が国における二酸化炭素削減戦略と原子力の役割,JAERI-Research 99-015 (1999).
- (5) 佐藤治: 我が国の長期エネルギー需給シナリオに関する検討, JAERI-Research 2005-012(2005).
- (6) 公正取引委員会:企業結合審査に関する独占禁止法の運用指針.
- (7) Thomas L. Neff: IMPROVING ENERGY SECURITY IN PACIFIC ASIA: DIVERSIFICATION AND RISK REDUCTION FOR FOSSIL AND NUCLEAR FUELS, Commissioned by the Pacific Asia Regional Energy Security (PARES) Project, (1997).
- (8) 経済産業省:平成22年度エネルギーに関する年次報告.
- (9) BP : BP Statistical Review of World Energy June 2012, <u>http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publ_ications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf.</u>
- (10) 石油資源開発株式会社:秋田・女川おんながわ層タイトオイル(鮎川シェールオイル)実証
   試験に関する状況について、平成24年10月4日プレス発表、
   http://www.japex.co.jp/newsrelease/pdf/20121004_taitooil.pdf.
- (11)NUCLEAR ENERGY AGENCY : Uranium 2011: Resources, Production and Demand.
- (12)European Photovoltaic Industry Association : GLOBAL MARKET OUTLOOK FOR PHOTOVOLTAICS UNTIL 2016, http://www.epia.org/?id=22.
- (13)GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL: Global Wind Report Annual market update 2011, <u>http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual_report_2011_lowres.pdf</u>.
- (14)日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 編:エネルギー・経済統計要覧,財団法人/ 省エネルギーセンター,(2012).
- (15)国立社会保障・人口問題研究所編:日本の将来推計人口,(2012).
- (16)国立社会保障・人口問題研究所編:日本の世帯数の将来推計,(2010).
- (17)後藤純孝,他:我が国の長期エネルギーシステムのモデル化, JAERI-Research 99-046 (1999).
- (18)環境省 地球環境局 地球温暖化対策課:平成21年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル 調査報告書, (2010).
- (19) 立松研二,他:プルトニウムリサイクルの経済性に関する分析, JAERI-Research 2001-014(2001).



付録1:各分析ケースにおけるエネルギー需給像













## 付録2:主要な分析結果の数表

## (1) 一次エネルギー供給量

## ● 2030 年断面

単位 [EJ]

	①再生最大	②最大削減	③原発拡大	④化石拡大	⑤原発縮小	⑥原発継続
石油	6302	6146	6266	6285	6351	6361
天然ガス	4754	3785	2784	4461	4088	4000
石炭	3157	2707	4783	5946	4350	3885
原子力	1391	3300	3300	0	1421	1980
再生可能エネルギー	2352	2259	1807	1847	1961	1961

## ● 2050 年断面

単位 [EJ]

	①再生最大	②最大削減	③原発拡大	④化石拡大	⑤原発縮小	⑥原発継続
石油	4237	3787	4266	4637	4368	4363
天然ガス	5577	3336	1988	3054	4238	4069
石炭	2177	2111	4423	6036	2803	2540
原子力	0	3709	3632	0	1421	1980
再生可能エネルギー	3076	3034	2133	2133	2618	2538

## (2)発電電力量

● 2030 年断面

					単位	[1000 億 kWh]
	①再生最大	②最大削減	③原発拡大	④化石拡大	⑤原発縮小	⑥原発継続
石油	0.44	0.43	0.39	0.55	0.43	0.43
天然ガス	3.78	2.16	0.96	3.39	2.96	2.82
石炭	0.61	0.00	1.76	3.28	1.90	1.29
原子力	1.89	4.49	4.49	0.00	1.93	2.69
水力	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
地熱	0.35	0.35	0.21	0.35	0.35	0.35
風力	0.46	0.39	0.06	0.06	0.13	0.13
太陽光	0.26	0.20	0.06	0.06	0.06	0.06
廃棄物	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17

## ● 2050 年断面

単位 [1000 億 kWh]

	①再生最大	②最大削減	③原発拡大	④化石拡大	⑤原発縮小	⑥原発継続
石油	0.30	0.29	0.29	0.31	0.30	0.30
天然ガス	5.04	1.71	0.20	1.66	3.01	2.72
石炭	0.09	0.00	2.08	4.49	0.68	0.34
原子力	0.00	4.49	4.39	0.00	1.93	2.69
水力	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21
地熱	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
風力	0.60	0.53	0.06	0.06	0.53	0.53
太陽光	0.80	0.80	0.06	0.06	0.25	0.14
廃棄物	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

## (3)発電設備容量

• 2030 年断面

						単位 [GWe]
	①再生最大	②最大削減	③原発拡大	④化石拡大	⑤原発縮小	⑥原発継続
石油	17.8	18.6	16.0	21.2	16.8	16.8
天然ガス	106.7	91.5	63.3	99.0	103.9	102.7
石炭	45.4	25.5	53.4	53.5	46.8	37.0
原子力	27.4	65.0	65.0	27.3	28.0	39.0
水力	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9	25.9
地熱	5.0	5.0	3.0	5.0	5.0	5.0
風力	21.7	18.5	3.0	3.0	6.2	6.2
太陽光	23.6	18.3	5.0	5.0	5.0	5.0
廃棄物	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
揚水	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0

## ● 2050 年断面

①再生最大 ②最大削減 ③原発拡大 ④化石拡大 ⑤原発縮小 ⑥原発継続 石油 8.5 8.5 8.0 10.9 8.6 8.6 天然ガス 79.7 129.1 114.3 34.8 110.9 108.7 石炭 36.1 0.0 63.9 76.9 19.9 11.1 原子力 0.0 65.0 63.5 0.0 28.0 39.0 水力 27.6 27.6 27.6 27.6 27.6 27.6 地熱 5.0 5.0 5.0 5.0 5.0 5.0 風力 25.0 28.5 3.0 3.0 25.0 25.0 太陽光 72.3 72.0 5.0 22.8 12.9 5.0 3.2 廃棄物 3.2 3.2 3.2 3.2 3.2 揚水 25.6 25.6 25.6 25.6 25.6 25.6

単位 [GWe]

## (4) 最終需要部門における電力消費量

● 2030 年断面

単位 [1000 億 kWł								
	①再生最大	②最大削減	③原発拡大	④化石拡大	⑤原発縮小	⑥原発継続		
産業	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.8		
民生·業務	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.2		
民生·家庭	2.1	2.1	2.2	2.1	2.1	1.6		
運輸	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.5		

● 2050 年断面

単位 [1000 億 kWh]

	①再生最大	2最大削減	③原発拡大	④化石拡大	⑤原発縮小	⑥原発継続
産業	3.8	3.9	3.9	3.8	3.8	3.8
民生·業務	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
民生·家庭	1.6	1.9	1.8	1.6	1.6	1.6
運輸	0.5	0.8	0.2	0.2	0.3	0.3

## 付録3:基本問題委員会が提示したシナリオとの比較

基本問題委員会が提示した3つのエネルギー需要推計のうちで中庸な、慎重ケースと本分析の 原発縮小利用ケースを比較した。図A.1及び図A.2に、注目度の高い時間断面である2030年にお ける電力消費量及び最終エネルギー消費量をそれぞれ示す。電力消費量については、業務部門で 若干少ないが、省エネ対策後の慎重ケースと良く一致している。他方、最終エネルギー消費量は、 業務部門で少なく産業部門で多い推計結果となっている。



百億kWh

図 A.1 2030 年における電力消費量の比較



百万kL(原油換算)

図 A.2 2030年における最終エネルギー消費量の比較

This is a blank page.

表2. 基本単位を用いて表されるSI組立単位の例 表1. SI 基本単位

甘木県	SI 基本ì	単位
基个里	名称	記号
長さ	メートル	m
質 量	キログラム	kg
時 間	秒	s
電 流	アンペア	Α
熱力学温度	ケルビン	Κ
物質量	モル	mol
光 度	カンデラ	cd

	100					
组立量		SI 基本単位				
和立里		名称	記号			
面	積	平方メートル	m ²			
体	積五	立法メートル	m ³			
速さ,速	度 >	メートル毎秒	m/s			
加速	度 >	メートル毎秒毎秒	$m/s^2$			
波	数每	毎メートル	m ⁻¹			
密度,質量密	度 =	キログラム毎立方メートル	kg/m ³			
面 積 密	度	キログラム毎平方メートル	kg/m ²			
比 体	積ゴ	立方メートル毎キログラム	m ³ /kg			
電流密	度フ	アンペア毎平方メートル	$A/m^2$			
磁界の強	さフ	アンペア毎メートル	A/m			
量濃度 ^(a) ,濃	度刊	モル毎立方メートル	mol/m ³			

第一の「濃度」での「海」で「シートル」 mol/m³ 量濃度にの、濃度モル毎立方メートル mol/m³ 量濃度キログラム毎立法メートル  $g^{\dagger}$  かンデラ毎平方メートル  $cd/m^2$ 折率( $b^{\dagger}$ (数字の) 1 1 透磁率( $b^{\dagger}$ (数字の) 1 1 質 輝 屈 透磁 比

(a) 量濃度 (amount concentration) は臨床化学の分野では物質濃度 (substance concentration) ともよばれる。
 (b) これらは無次元量あるいは次元1をもつ量であるが、そのこと を表す単位記号である数字の1は通常は表記しない。

#### 表3. 固有の名称と記号で表されるSI組立単位

		SI 組立単位				
組立量	名称	記号	他のSI単位による 表し方	SI基本単位による 表し方		
平 面 角	ヨラジアン ^(b)	rad	1 ^(b)	m/m		
立 体 牟	コテラジアン ^(b)	$sr^{(c)}$	1 ^(b)	m ² /m ²		
周 波 数	ベルツ ^(d)	Hz		s ⁻¹		
力	ニュートン	Ν		m kg s ^{'2}		
圧力,応力	パスカル	Pa	N/m ²	m ⁻¹ kg s ⁻²		
エネルギー,仕事,熱量	ビュール	J	N m	m ² kg s ⁻²		
仕事率, 工率, 放射束	モワット	W	J/s	$m^2 kg s^{\cdot 3}$		
電荷,電気量	ローロン	С		s A		
電位差(電圧),起電力	ボルト	V	W/A	m ² kg s ⁻³ A ⁻¹		
静電容量	マアラド	F	C/V	$m^{2} kg^{1} s^{4} A^{2}$		
電気抵抗	ī オーム	Ω	V/A	$m^2 kg s^{\cdot 3} A^{\cdot 2}$		
コンダクタンフ	ジーメンス	S	A/V	$m^{-2} kg^{-1} s^3 A^2$		
磁芽	ミウエーバ	Wb	Vs	$m^2 kg s^{\cdot 2} A^{\cdot 1}$		
磁束密度	テスラ	Т	Wb/m ²	kg s ⁻² A ⁻¹		
インダクタンフ	、ヘンリー	Н	Wb/A	$m^2 kg s^2 A^2$		
セルシウス温度	モルシウス度 ^(e)	°C		K		
光 東	モルーメン	lm	cd sr ^(c)	cd		
照度	レクス	lx	$lm/m^2$	m ⁻² cd		
放射性核種の放射能 ^(f)	ベクレル ^(d)	Bq		s ⁻¹		
吸収線量,比エネルギー分与,	グレイ	Gv	J/kg	m ² s ⁻²		
カーマ		сл <i>у</i>	0/11g	111 5		
線量当量,周辺線量当量,方向 性線量当量,個人線量当量,	シーベルト (g)	Sv	J/kg	$m^2 s^2$		
酸 素 活 相	カタール	kat		s ⁻¹ mol		
				U 11101		

(a)SI接頭語は固有の名称と記号を持つ組立単位と組み合わせても使用できる。しかし接頭語を付した単位はもはや

(a)SI接頭語は固有の名称と記号を持つ組立単位と組み合わせても使用できる。しかし接頭語を付した単位はもはや コヒーレントではない。
 (b)ラジアンとステラジアンは数字の1に対する単位の特別な名称で、量についての情報をつたえるために使われる。 実際には、使用する時には記号rad及びsrが用いられるが、習慣として組立単位としての記号である数字の1は明 示されない。
 (o)剤光学ではステラジアンという名称と記号srを単位の表し方の中に、そのまま維持している。
 (d)ヘルツは周期現象についてのみ、ベクレルは放射性核種の統計的過程についてのみ使用される。
 (e)セルシウス度はケルビンの特別な名称で、セルシウス選びを大しに使用される。セルシウス度とケルビンの 単位の大きさは同一である。したかって、温度差や温度間隔を表す数値はどちらの単位で表しても同じである。
 (f)放射性核種の放射能(activity referred to a radionuclide)は、しばしば認った用語で"radioactivity"と記される。
 (g)単位シーベルト(PV,2002,70,205)についてはCIPM勧告2(CI-2002)を参照。

表4. 単位の	中に固有の名称と記号を含むSI組立単位の例

	S. S.	I 組立単位	
組立量	名称	記号	SI 基本単位による 表し方
粘度	パスカル秒	Pa s	m ⁻¹ kg s ⁻¹
カのモーメント	ニュートンメートル	N m	m ² kg s ⁻²
表 面 張 九	ニュートン毎メートル	N/m	kg s ⁻²
角 速 度	ラジアン毎秒	rad/s	m m ⁻¹ s ⁻¹ =s ⁻¹
角 加 速 度	ラジアン毎秒毎秒	$rad/s^2$	m m ⁻¹ s ⁻² =s ⁻²
熱流密度,放射照度	ワット毎平方メートル	$W/m^2$	kg s ^{'3}
熱容量、エントロピー	ジュール毎ケルビン	J/K	$m^2 kg s^{-2} K^{-1}$
比熱容量, 比エントロピー	ジュール毎キログラム毎ケルビン	J/(kg K)	$m^2 s^{-2} K^{-1}$
比エネルギー	ジュール毎キログラム	J/kg	$m^{2} s^{2}$
熱伝導率	ワット毎メートル毎ケルビン	W/(m K)	m kg s ⁻³ K ⁻¹
体積エネルギー	ジュール毎立方メートル	$J/m^3$	m ⁻¹ kg s ⁻²
電界の強さ	ボルト毎メートル	V/m	m kg s ⁻³ A ⁻¹
電 荷 密 度	クーロン毎立方メートル	C/m ³	m ⁻³ sA
表 面 電 荷	クーロン毎平方メートル	$C/m^2$	m ⁻² sA
電束密度, 電気変位	クーロン毎平方メートル	C/m ²	m ⁻² sA
誘 電 卒	ファラド毎メートル	F/m	$m^{-3} kg^{-1} s^4 A^2$
透磁 卒	ヘンリー毎メートル	H/m	m kg s ⁻² A ⁻²
モルエネルギー	ジュール毎モル	J/mol	$m^2 kg s^2 mol^{-1}$
モルエントロピー, モル熱容量	ジュール毎モル毎ケルビン	J/(mol K)	$m^{2} kg s^{2} K^{1} mol^{1}$
照射線量 (X線及びγ線)	クーロン毎キログラム	C/kg	kg ⁻¹ sA
吸収線量率	グレイ毎秒	Gy/s	$m^2 s^{-3}$
放 射 強 度	ワット毎ステラジアン	W/sr	$m^4 m^{2} kg s^{3} = m^2 kg s^{3}$
放射輝度	ワット毎平方メートル毎ステラジアン	$W/(m^2 sr)$	m ² m ⁻² kg s ⁻³ =kg s ⁻³
酵素活性濃度	カタール毎立方メートル	kat/m ³	$m^{3} s^{1} mol$

表 5. SI 接頭語							
乗数	接頭語	記号	乗数	接頭語	記号		
$10^{24}$	ヨ タ	Y	$10^{-1}$	デシ	d		
$10^{21}$	ゼタ	Z	$10^{.2}$	センチ	с		
$10^{18}$	エクサ	Е	$10^{-3}$	ミリ	m		
$10^{15}$	ペタ	Р	$10^{-6}$	マイクロ	μ		
$10^{12}$	テラ	Т	$10^{-9}$	ナノ	n		
$10^{9}$	ギガ	G	$10^{\cdot 12}$	ピョ	р		
$10^{6}$	メガ	М	$10^{.15}$	フェムト	f		
$10^{3}$	キロ	k	$10^{\cdot 18}$	アト	а		
$10^{2}$	ヘクト	h	$10^{.21}$	ゼプト	z		
$10^{1}$	デ カ	da	$10^{-24}$	ヨクト	У		

表 6. SIに属さないが、SIと併用される単位				
名称	記号	SI 単位による値		
分	min	1 min=60s		
時	h	1h =60 min=3600 s		
日	d	1 d=24 h=86 400 s		
度	۰	1°=(п/180) rad		
分	,	1'=(1/60)°=(п/10800) rad		
秒	"	1"=(1/60)'=(п/648000) rad		
ヘクタール	ha	1ha=1hm ² =10 ⁴ m ²		
リットル	L, l	1L=11=1dm ³ =10 ³ cm ³ =10 ⁻³ m ³		
トン	t	1t=10 ³ kg		

#### 表7. SIに属さないが、SIと併用される単位で、SI単位で

表される数値が実験的に得られるもの					
名称				記号	SI 単位で表される数値
電	子 オ	゛ル	Ч	eV	1eV=1.602 176 53(14)×10 ⁻¹⁹ J
ダ	ル	ŀ	$\sim$	Da	1Da=1.660 538 86(28)×10 ⁻²⁷ kg
統-	一原子	質量単	〔位	u	1u=1 Da
天	文	単	位	ua	1ua=1.495 978 706 91(6)×10 ¹¹ m

表8.SIに属さないが、SIと併用されるその他の単位					
	名称		記号	SI 単位で表される数値	
バ	_	ル	bar	1 bar=0.1MPa=100kPa=10 ⁵ Pa	
水銀	柱ミリメー	トル	mmHg	1mmHg=133.322Pa	
オン	グストロ・	- 4	Å	1 Å=0.1nm=100pm=10 ⁻¹⁰ m	
海		里	М	1 M=1852m	
バ		$\sim$	b	1 b=100fm ² =(10 ⁻¹² cm)2=10 ⁻²⁸ m ²	
1	ツ	ŀ	kn	1 kn=(1852/3600)m/s	
ネ		パ	Np	ロ光伝しの粉はめた眼接は	
ベ		ル	В	51単位との数値的な関係は、 対数量の定義に依存。	
デ	ジベ	ル	dB -	X19X ± 17 AC44 (19 A 11 6	

表9. 固有の名称をもつCGS組立単位					
名称	記号	SI 単位で表される数値			
エルク	erg	1 erg=10 ⁻⁷ J			
ダイン	dyn	1 dyn=10 ⁻⁵ N			
ポアフ	P	1 P=1 dyn s cm ⁻² =0.1Pa s			
ストークフ	St	$1 \text{ St} = 1 \text{ cm}^2 \text{ s}^{\cdot 1} = 10^{\cdot 4} \text{m}^2 \text{ s}^{\cdot 1}$			
スチルフ	sb	$1 \text{ sb} = 1 \text{ cd} \text{ cm}^{2} = 10^{4} \text{ cd} \text{ m}^{2}$			
フォト	ph	1 ph=1cd sr cm 2 10 ⁴ lx			
ガル	Gal	$1 \text{ Gal} = 1 \text{ cm s}^{-2} = 10^{-2} \text{ ms}^{-2}$			
マクスウェル	Mx	$1 \text{ Mx} = 1 \text{G cm}^2 = 10^{-8} \text{Wb}$			
ガウジ	G	$1 \text{ G} = 1 \text{Mx cm}^{-2} = 10^{-4} \text{T}$			
エルステッド ^(c)	Oe	1 Oe ≜ (10 ³ /4π)A m ⁻¹			
(。) 9 元 5 の 0 C C 単位 5 し CI でけ 古 培 比 軟 で き わ い た み ゲ 早 「 △					

3元系のCGS単位系とSI Cは は対応関係を示すものである。

	表10. SIに属さないその他の単位の例								
	3	名利	К		記号	SI 単位で表される数値			
キ	ユ		IJ	ĺ	Ci	1 Ci=3.7×10 ¹⁰ Bq			
$\nu$	$\sim$	ŀ	ゲ	$\sim$	R	$1 \text{ R} = 2.58 \times 10^{-4} \text{C/kg}$			
ラ				ĸ	rad	1 rad=1cGy=10 ⁻² Gy			
$\nu$				Д	rem	1 rem=1 cSv=10 ⁻² Sv			
ガ		$\boldsymbol{\nu}$		7	γ	1 γ =1 nT=10-9T			
フ	r		ル	i.		1フェルミ=1 fm=10-15m			
メー	ートル	系	カラゞ	ット		1メートル系カラット = 200 mg = 2×10-4kg			
ŀ				ル	Torr	1 Torr = (101 325/760) Pa			
標	準	大	気	圧	atm	1 atm = 101 325 Pa			
力	Ц		IJ	_	cal	1cal=4.1858J(「15℃」カロリー), 4.1868J (「IT」カロリー) 4.184J(「熱化学」カロリー)			
ŝ	ク			$\sim$	μ	$1 \mu = 1 \mu m = 10^{-6} m$			

この印刷物は再生紙を使用しています