

第3章

地球温暖化の対策技術

3-1 各発電技術のライフサイクルCO₂排出量

3-1-1	はじめに	50
3-1-2	ライフサイクルアプローチによる 発電技術のCO ₂ 排出量の評価方法	50
3-1-3	評価対象発電技術	50
3-1-4	発電技術のライフサイクルCO ₂ 排出量	51

3-2 火力発電の高効率化・低炭素燃料利用技術

3-2-1	先進高効率発電技術	53
3-2-2	石炭ガス化複合発電	56
3-2-3	低炭素燃料の利用	60
	コラム7：EnergyWin	66

3-3 発電所におけるCO₂回収・貯留技術（CCS）

3-3-1	CCSの国内外動向	67
3-3-2	CO ₂ 回収技術	71
3-3-3	CO ₂ 貯留技術	71
3-3-4	CCS導入に係る諸リスク	75

3-4 再生可能エネルギー利用技術

3-4-1	太陽光発電大量導入に対応する電力系統運用技術	78
	コラム8：太陽光発電量予測技術	84
3-4-2	風力発電－出力予測と有効利用に向けた課題－	85
3-4-3	地熱発電	91

3-5 省エネルギー技術

3-5-1	ヒートポンプ活用による地球温暖化抑制	98
3-5-2	エネルギー消費解析による省エネ検討支援	100
3-5-3	エアコン選定ツール（エアコンの選定による省エネ）	102
	コラム9：住宅用室内温熱環境設計ツールCADIEE	105
3-5-4	電気自動車（環境にやさしい電気自動車）	106

3-6 温暖化抑制のための政策の研究

3-6-1	IPCCのシナリオと政策評価	108
3-6-2	自主的取り組みの研究	110
3-6-3	原子力政策の研究	111
3-6-4	省エネ・節電政策の研究	113
3-6-5	再生可能エネルギー政策の現状と課題	115
3-6-6	国際枠組みの研究	116

3-1 各発電技術のライフサイクルCO₂排出量

3-1-1 はじめに

地球温暖化問題を考える時、電力の生産（発電）に際し消費した燃料（石炭、天然ガス、石油）から排出される二酸化炭素（CO₂）に着目しがちである。

しかしながら、どのような発電技術であっても、“エネルギー・資源”を一切、利用せずに、設備を作ることには不可能である。発電時にCO₂を排出しない原子力発電や、太陽光発電・風力発電といった再生可能エネルギーであっても、ウラン燃料の製造や太陽電池製造時等にエネルギーを消費することでCO₂が排出される。したがって、発電用燃料消費に伴い排出されるCO₂だけでなく、設備の建設や運用時に排出されるCO₂についても考えることは、地球温暖化問題を考える上で重要である。

当研究所では、ライフサイクルアプローチ（LCA）による発電技術のCO₂排出量の評価を行ってきた^{(1)~(3)}。ライフサイクルアプローチによるCO₂排出量評価は、資源の採取・輸送から、設備の製造・使用、廃棄に至るすべてのプロセスにおいて排出される温暖化影響物質を網羅しつつ、環境負荷を評価する方法である。

3-1-2 ライフサイクルアプローチによる発電技術のCO₂排出量の評価方法

(1) 評価の範囲

ライフサイクルアプローチによる各種発電技術の評価を行う際には、評価対象技術の評価範囲をそろえて実施することが重要である。

具体的には、資源の採取・輸送から、設備の製造・運用、廃棄に至るプロセスすべてのCO₂排出を考慮する（図3-1-1）。特に、資源の採取から廃棄に至るプロセスの各段階におけるエネルギーや消耗資材などの消費に伴うCO₂排出量を実態に即して考慮する必要がある。また、各段階における設備の製造に伴うCO₂排出も含めることも重要である。ただし、設備の解体については、原子力発電及び石炭火力以外については、解体後の廃材に長期間保管を有する物質又は処分に際して管理が必要な廃棄物（石炭灰）が含まれていないため、考慮していない。



図 3-1-1 発電技術のライフサイクル評価対象範囲

(2) 評価指標

発電技術のライフサイクルCO₂排出量（LC-CO₂排出量）指標としては、発電設備が耐用年間に排出した直接分及び間接分の総CO₂排出量を、その設備が生涯に発電した電力量で除した、1kWh（送電端）あたりのライフサイクルCO₂排出量の式（3-1-1）が有用である。また、CO₂以外の温室効果ガスは、GWP（地球温暖化ポテンシャル）を用いてCO₂量に換算し、加味することで、指標としての有用性は高まる。特に、火力発電のLC-CO₂排出量評価においては、燃料採取時のメタン漏洩による温室効果ガス放出を無視できないため、メタンの温室効果をCO₂の21倍（積算年数100年）としてメタンをCO₂に換算し、加味する。

ライフサイクルにわたり排出される温室効果ガスは、発電燃料の燃焼による直接排出、設備建設、設備運用、設備解体に伴う間接排出の4つに大きく分けられる。

$$\text{LC-CO}_2\text{排出量}[\text{g-CO}_2/\text{kWh}(\text{送電端})] = \frac{(\text{発電燃料} + \text{設備建設} + \text{設備運用} + \text{設備解体})[\text{g-CO}_2]}{\text{耐用年間の発電電力量}(\text{送電端})[\text{kWh}]} \quad (3-1-1)$$

一般に、ライフサイクルからの排出量を推計するためには、そのライフサイクルに含まれるプロセスをひとつずつ検討する手法（積み上げ法）が採用される。しかし、発電システムのように多種多様な製品で構成されている設備の製造および建設のプロセスをひとつずつ把握するのは極めて困難である。そこで、設備の製造および建設に伴うCO₂排出量については、産業連関表を用いて推計する手法（産業連関法）が有効である。本評価では、積み上げ法と産業連関法の長所を生かした融合手法を利用して、ライフサイクルにわたるCO₂排出量（LC-CO₂排出量）を推計している。

3-1-3 評価対象発電技術

LC-CO₂排出量評価を行った発電技術の一覧と、それぞれの発電技術の主な技術特性を表3-1-1に示す。現在、

表 3-1-1 評価対象とした発電技術

	発電端出力 [MW]	設備利用率	発電端熱効率 (HHV)	所内率 (HHV)	耐用年数	
石炭火力	(従来)	1000	70.0%	39.6%	6.9%	40年
	(USC)	1000	70.0%	42.4%	5.1%	40年
石油火力		1000	70.0%	38.3%	5.1%	40年
LNG火力	(汽力)	1000	70.0%	38.9%	4.3%	40年
	(従来)	1000	70.0%	44.6%	2.1%	40年
	(複合 1300℃)	1000	70.0%	50.0%	2.1%	40年
	(複合 1500℃)	1000	70.0%	53.0%	2.1%	40年
原子力	(BWR)	1000	70.0%	33.7%	4.3%	40年
	(PWR)	1000	70.0%	33.7%	4.3%	40年
水力	(中規模ダム水路式)	10	45.0%		0.7%	40年
地熱		55	60.0%		7.0%	30年
太陽光	(住宅用)	0.00384	15.0%		0.0%	30年
	(事業用)	10	15.0%		0.0%	30年
風力	(300kW 級)	0.3	20.0%		10.0%	30年
	(600kW 級)	0.6	20.0%		10.0%	30年
	(1000kW 級)	1	20.0%		10.0%	30年
	(1750kW 級)	1.75	20.0%		10.0%	30年
	(2000kW 級)	2	20.0%		10.0%	30年
	(2500kW 級)	2.5	20.0%		10.0%	30年
ウインドファーム	(陸上/2MW×20)	40	20.0%		10.0%	30年
	(洋上設置着床式/2MW×20)	40	30.0%		10.0%	30年
	(洋上設置浮体式/2MW×20)	40	30.0%		10.0%	30年

[注] HHV: 高位発熱量

国内で運用されているか、実証段階の発電技術を評価の対象とした。各発電技術の発電端熱効率や設備利用率などの技術条件は、我が国の実績値を基に想定した。ただし、着床式洋上ウインドファーム、浮体式洋上ウインドファームの設備利用率については、政府が事業者団体に行った調査結果を基に想定した。

また、発電燃料の生産や輸送などのプロセスについても我が国の輸入実績を基に評価を行っている。例えば、輸入に大きく依存している化石燃料やウラン燃料の生産については、海外での生産活動やエネルギーの排出係数の実績値を基に評価を行っている。

3-1-4 発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量

次ページの図 3-1-2 に LC-CO₂ 排出量評価結果を示す。以下、各発電技術毎の LC-CO₂ 排出量の技術的な特徴及びライフサイクル分析の視点から地球温暖化対策への示唆を考える。

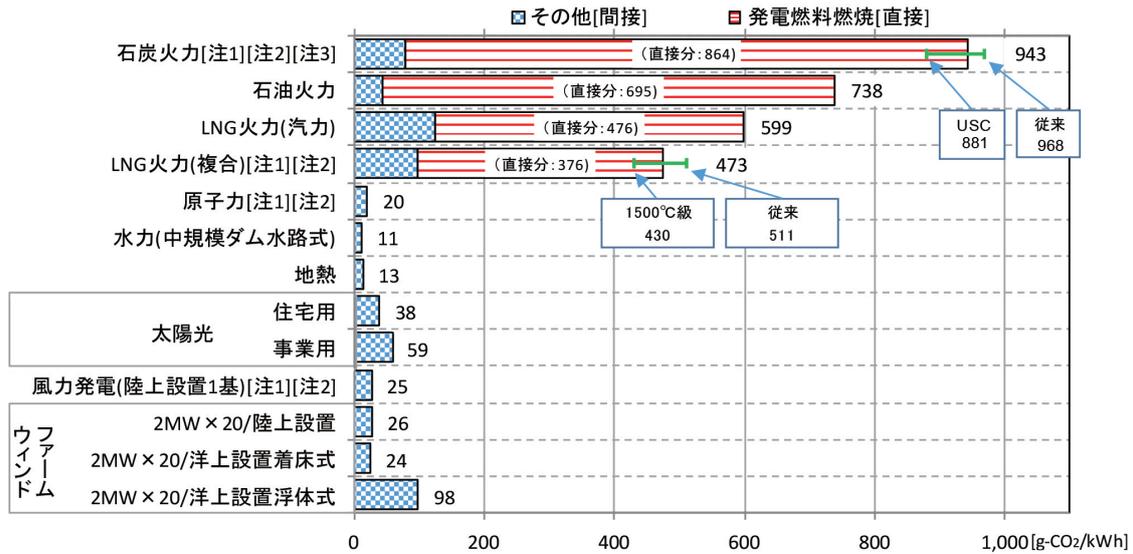
(1) 火力発電

発電用燃料からの直接分が多くを占めている火力発電技術（石炭火力（輸入炭、国内炭）、石油火力、LNG 汽力、LNG 複合火力）の LC-CO₂ 排出量は 473～943 [g-CO₂/kWh] と発電技術によって大きく異なる。発電用燃料燃焼に伴う直接 LC-CO₂ 排出量も、炭素分の多い燃料を利用する発電技術の CO₂ 排出量が多くなるため、376～864 [g-CO₂/kWh] と発電技術によって大きく異なる。ただし、LNG は炭素分が石炭に比べて大幅に少ないが、天然ガスの液化に際して消費されるエネルギーが大きいいため、間接分 LC-CO₂ 排出量は石炭火力よりも多くなる傾向がある。

また、火力発電の LC-CO₂ 排出量は、他の発電システムのそれと比べて 10 倍以上である。石炭火力と石油火力は、発電燃料の燃焼に伴う直接排出量が全体の 9 割以上を占めている。間接排出量の占める割合は小さいが、発電燃料の輸入国の違いによっても幅をもつ。これは、主に資源産出国からの輸送距離そして燃料採掘時のメタン漏洩量が異なるためである。

石炭火力では、従来型石炭火力の総 LC-CO₂ 排出量が 968 [g-CO₂/kWh] であるのに対して、技術進歩による熱効率の向上により、超々臨界圧 (USC) 石炭火力の総 LC-CO₂ 排出量は 881 [g-CO₂/kWh] と、石炭火力（従来）に比べて 9% 低い。現在、開発が急がれている石炭ガス化複合発電 (IGCC) や先進超々臨界圧 (A-USC) 石炭火力等の次世代石炭火力発電技術では、さらなる熱効率の向上が見込まれており、これら技術の商用化と国内外での USC の活用が進んだ場合、豊富な資源量と価格安定性を持つ石炭を有効に利用しつつ、石炭火力からの CO₂ 排出量低減を図れる可能性がある。

LNG 複合火力については、1300℃ 級、1500℃ 級とガスタービン入口温度の高温化技術開発が図られてきた。この結果、発電端熱効率も初期の LNG 複合火力の 44.6% から 1500℃ 級で 53% と大幅な熱効率向上が図られている。この結果、初期の LNG 複合火力（従来）の 511 [g-CO₂/kWh] から 1500℃ 級で 430 [g-CO₂/kWh] と総 LC-CO₂ 排出量は 16% 低下している。LNG 複合火力についてもガスタービン入口温度のさらなる高温化技術開発が進んでおり、温度条件が 1600℃ 以上になった場合、さらに熱効率の向上が見込まれる。火力発電技術の中でも、総 LC-CO₂ 排出量が最も少ない、LNG 複合



[注 1] 発電技術種別毎に算出した生涯発電電力量あたりの LC-CO₂ 排出量を、各発電技術に属するプラントの 2008 年度末の設備容量で加重平均した「電源別平均 LC-CO₂ 排出量」。

[注 2] グラフ中の範囲棒は、発電技術種別が属する発電技術の内、LC-CO₂ 排出量が最大と最小の発電技術種別の範囲である。原子力発電は 19～21g-CO₂/kWh、風力発電については、23～29 g-CO₂/kWh であるため、範囲棒は割愛する。

[注 3] USC：超々臨界圧

[注 4] 出典 (1) (2) (3)

図 3-1-2 発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量

火力の高温化技術開発が進展することは、我が国の CO₂ 排出量低減をさらに図ることが出来る可能性がある。

(2) 原子力発電

原子力発電の LC-CO₂ 排出量は、20 [g-CO₂/kWh] であり、化石燃料を消費しない他の発電技術と同一水準である。このため、安定的に発電できる原子力発電は、ライフサイクル評価の視点からは地球温暖化対策としての有用性は高いといえる。

(3) 太陽光発電

住宅用太陽光発電の LC-CO₂ 排出量は 38 [g-CO₂/kWh] であるが、事業用太陽光発電の LC-CO₂ 排出量は 59g-CO₂/kWh であり、住宅用よりも LC-CO₂ 排出量は 55% 多い。事業用太陽光発電では、住宅用と異なり、架台・架台基礎用資材必要量が増加することに加え、連系電圧が家庭用と異なることによる系統連系の機器類が必要となる。このため、必要な機器類等の増加と輸送量増により、事業用太陽光発電の LC-CO₂ 排出量は、住宅用よりも多くなる。

(4) 風力発電

風力発電を陸上に 1 基設置した場合の LC-CO₂ 排出量

は 25 [g-CO₂/kWh] であるが、陸上設置ウインドファーム (2MW × 20 基) は、連系電圧が高いことと風車間接続ケーブルが必要なため、電気設備及び設備補修物量が増加し、LC-CO₂ 排出量は約 3% 増の 26 [g-CO₂/kWh] となる。

着床式洋上ウインドファームは、海底ケーブル・設備補修及び水中基礎等の物量が大幅に増加するが、陸上に設置した場合よりも高い設備利用率が期待できるため、LC-CO₂ 排出量は、陸上に 1 基設置した場合に比べて 2% 減の 24 [g-CO₂/kWh] になる。

一方、浮体式洋上ウインドファームは、浮体重量が風車本体の約 10 倍であるため、設備建設に伴い投入される資材量が大幅に増加する。高い設備利用率により生涯発電電力量は増加するものの、投入物量増加による総 CO₂ 排出量増加を相殺することはできない。このため、浮体式洋上ウインドファームの LC-CO₂ 排出量は、陸上設置及び着床式洋上ウインドファームの約 4 倍の 98 [g-CO₂/kWh] となる。しかしながら、発電に際して化石燃料を消費しないため、火力発電技術の 10% 程度である。

ただし、本評価では、変動性電源である風力発電と太陽光発電の出力安定化等に対する対策技術は含まれていない。この点では、さらなる検討が必要といえる。

3-2 火力発電の高効率化・低炭素燃料利用技術

3-2-1 先進高効率発電技術

(1) 先進超々臨界圧 (A-USC) 火力発電技術

先進超々臨界圧 (A-USC : Advanced ultra super critical steam condition) 火力発電技術は日本をはじめとして、世界各国で研究・開発が積極的に進められている。以下では、A-USC 火力発電技術の概要、日本で進められているプロジェクトの全体計画と現状の進捗状況、および、当研究所の取り組みについて述べる。

A-USC 火力発電とは石炭火力の一種であり、二酸化炭素排出の削減を目指して、現在の USC 石炭火力よりも高い蒸気条件で稼働するものである。具体的には、現在の最新鋭の USC 石炭火力の主蒸気は温度 600℃、圧力 25MPa であるのに対して、A-USC の主蒸気は温度 700℃、圧力 35MPa である。この結果、熱効率は HHV 基準で USC が約 42% であるのに対して A-USC は約 46% であり、USC と比べて二酸化炭素排出量が約 100 (g-CO₂/kWh) 削減となる⁽¹⁾。A-USC は発電システムとしては現在の USC と基本的に同じであるため、技術的課題としては、蒸気条件の上昇に伴う構造材料の高温

化が主たるものである。国が設置した「次世代火力発電の早期実現に向けた協議会」が 2015 年 7 月に発表した資料⁽²⁾ においても、図 3-2-1-1 に示すように、次世代火力発電の中で最も実用化が早い第 1 世代技術の中に A-USC は位置づけられている。

A-USC に関する研究・開発は、1990 年代後半に欧州が世界に先駆けてプロジェクトとして取り組み、それを追う形で米国および日本がそれぞれプロジェクトを開始した。現在は日欧米に加えて中国およびインドも研究・開発を進めており、国や地域を単位としてプロジェクトが進められている。なお、欧州においては、近年、再生可能エネルギーの大量導入を受けて火力発電の位置づけが変化してきており、A-USC に関する研究・開発は縮小の方向である。一方、日本は 2011 年の東日本大震災以降、火力発電が従来に増して大きな役割を担っており、A-USC に関する研究・開発は着実に進められている。そのため、現時点においては、A-USC に関する技術は世界の中で日本が最も進んでいる。

日本における A-USC 研究の中核は、経済産業省からの補助事業として 2008 年から実施している「先進超々臨界圧火力発電実用化要素技術開発」プロジェクトである。本プロジェクトのロードマップ⁽³⁾ を次ページの図 3-2-1-2 に示す。前述したように、A-USC における検討

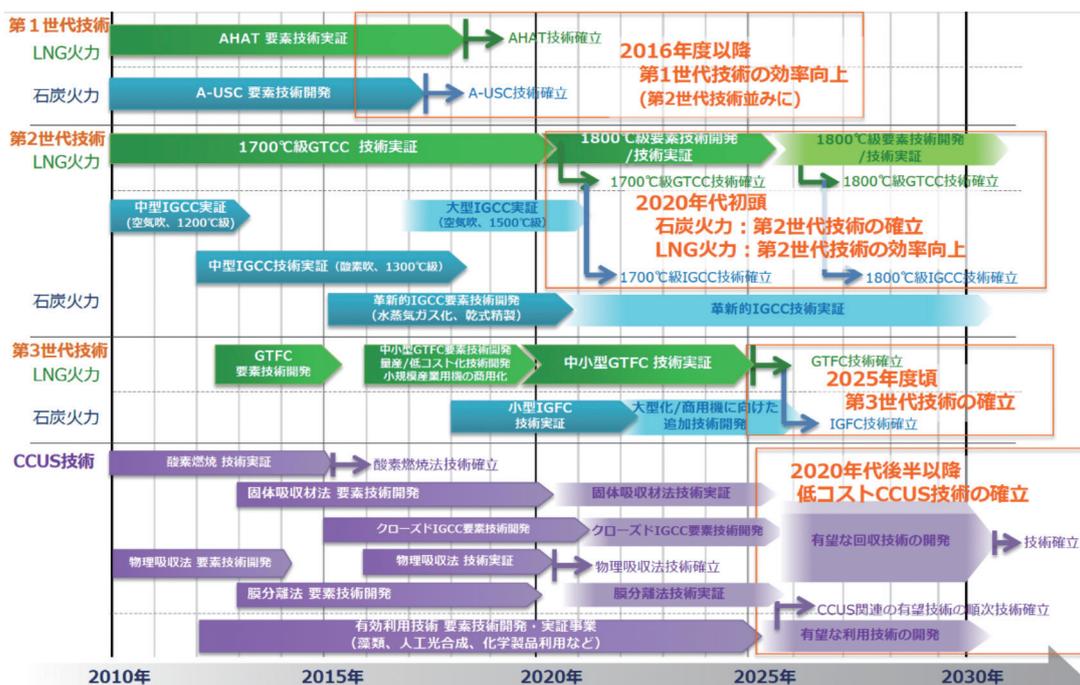


図 3-2-1-1 次世代火力発電技術の開発工程表⁽²⁾

項目	年度											
	2008 (H20)	2009 (H21)	2010 (H22)	2011 (H23)	2012 (H24)	2013 (H25)	2014 (H26)	2015 (H27)	2016 (H28)			
システム設計, 設計技術開発	基本設計, 配置最適化, 経済性試算											
要素開発	ボイラ	材料開発	大径管, 伝熱管新材料開発, 材料改良									
		材料製造性検証	高温長期材料試験 (3~7万時間)									
	タービン	材料製造性検証	溶接技術開発・試験, 曲げ試験									
		材料開発	材料改良仕様策定等, 実サイズ部材試作									
高温昇	構造・要素・材料開発	材料開発	ロータ, ケーシング等の大型溶接技術, 試作									
		材料開発	高温長期材料試験 (3~7万時間)									
実缶試験・回転試験 (高温昇含む)		試験設計	試作	設備計画	設備設計	設備製造, 据付	試験, 評価					

図 3-2-1-2 A-USC プロジェクトのロードマップ

課題は蒸気条件の上昇に伴う構造材料の高温化であり、具体的には 700℃での使用に耐えうる Ni 基合金の開発・検証がポイントとなる。Ni 基合金はガスタービン翼やディスクなどには既に適用されているが、ボイラ大径管やタービンロータなど大型部材はこれまでに製造・適用実績がないため、A-USC での使用が初めての試みとなる。これまでの研究により、各機器・部位で想定した機械的強度を満足する材料の開発、および、同材料の大型部材の製造・成形加工の確認が完了している⁽³⁾。図 3-2-1-3 に示すように、A-USC 用 Ni 基合金を用いて、ボイラ再熱器管寄せ、および、タービンロータが製作されている。現在は、A-USC 候補材料に関する 7 万時間程度を目指した長時間クリープ試験を継続実施するとともに、ボイラ配管に 700℃の蒸気を供する実缶試験やタービンロータを 700℃下で回転させる試験が行われている。

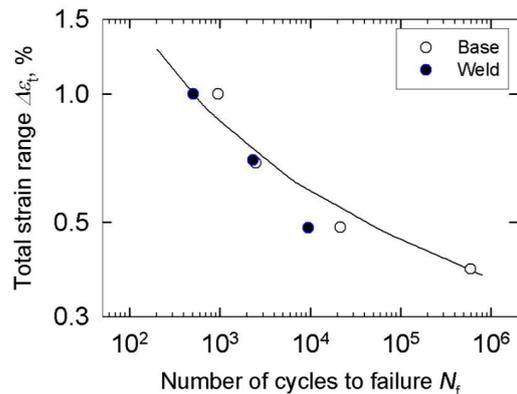


(1) ボイラ再熱器管寄せ (2) タービンロータ

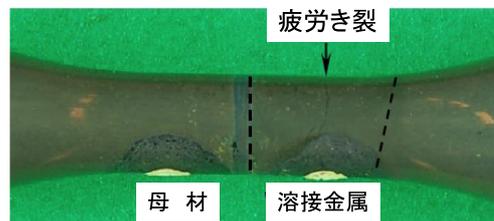
図 3-2-1-3 Ni 基合金による大型部材の製作⁽³⁾

上記のように、国のプロジェクトにおいて A-USC の要素技術開発研究が順調に進められている。当研究所では、A-USC は将来の火力発電における有望な選択肢の一つであると考え、ユーザサイドの観点から A-USC 用材料の研究に取り組んでいる。具体的には、①実構造物において損傷の進行が相対的に速い形状不連続部は応力

多軸性が高くなっていることから、応力多軸性がクリープ損傷に及ぼす影響の評価法の開発、②火力発電所の運用形態が現在想定しているベース運転に加えて、負荷変動運転も強いられる場合を想定して、熱疲労に対する寿命評価法の開発に取り組んでいる。例として、A-USC 用 Ni 基合金の一つである Alloy617 の母材および溶接継手を用いて 700℃で実施したひずみ制御型の疲労試験の結果⁽⁴⁾を図 3-2-1-4 に示す。全ひずみ範囲で本試験結果を整理した場合、溶接継手の疲労寿命は母材よりも短いこと、および、疲労き裂は母材ではなく溶接金属に発生すること、が分かった。なお、高温下ではクリープの影響により疲労寿命が低下することが知られているため、クリープ疲労相互作用も考慮した上で寿命評価法の開発を進めている。また、機器の保守・管理においては、非破壊検査技術の確立も重要な項目である。この点についても、当所では A-USC 用 Ni 基合金の内部損傷を対象とした検査技術の検証を進めている。



(a) 全ひずみ範囲と疲労寿命の関係



(b) 試験終了後の溶接継手試験片

図 3-2-1-4 Alloy 617 の高温疲労試験結果 (700℃)⁽⁴⁾

(2) 高温分空利用ガスタービン (AHAT) 技術

地球環境問題の観点から、火力発電システムの高効率化は今後も重要な取り組みである。また、出力変動の大きい太陽光発電や風力発電等の大量導入に対応するため、火力発電には負荷・周波数調整力などの運用性のさ

らなる向上も必要と考えられる。さらに、ピークあるいは中間負荷帯を担っている運用性の高い中容量の火力発電プラントの高経年化が進行しており、高効率で負荷調整力の高い中容量の火力発電システムの開発は重要な課題であると考えられる。

これらへの対応が期待できる次世代の発電システムとして、アドバンスド高湿分空気利用ガスタービン (Advanced Humid Air Gas Turbine、以下、AHAT) システムがある⁽⁵⁾。AHAT システムは、空気への加湿と排熱回収の相乗効果により、蒸気タービン (以下、ST) なしでも高出力・高効率を達成する新しいガスタービン (以下、GT) 発電システムである。

図 3-2-1-5 に AHAT システムの構成図を示す⁽⁵⁾。加湿の多くは、圧縮機で加圧された空気に対して増湿塔での温水によりなされる。ここで加湿された空気は、再生熱交換器を通過して排気ガスの熱を回収することで加湿され、燃焼器に供給される。圧縮機吐出空気に ST の蒸気量に匹敵する湿分を加えることで GT 動力を増加させると共に、加湿の際の空気温度低下と比熱増加により再生熱交換器での GT 排熱の回収量を増やすことが特徴である。また、高湿分空気による燃焼は、NOx 排出量低減に大きな効果がある。圧縮機入口に吸気噴霧システムを設置することで、吸気冷却の効果と圧縮機内部での蒸発による中間冷却の効果で圧縮機動力が低減できる。GT 排気ガスには大量の湿分が含まれるが、排気ガスと冷却水の直接接触型の水回収装置により排気ガスを冷却することで湿分を回収し、増湿塔に供給して再利用できる。

このシステムの概念は 1980 年代に提案された HAT サイクルが原型となっている。しかし、HAT サイクルではそのサイクル性能を十分発揮させるために圧縮機を分割し中間冷却器を設けた新型の GT が必要であり、また、大量の補給水を必要としたため、システムの優れたことは認められながらも実用化に至らなかった。

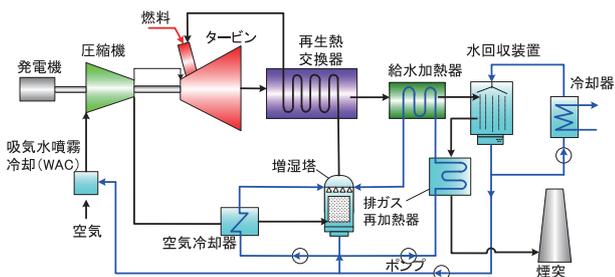


図 3-2-1-5 AHAT システムの構成図⁽⁵⁾

表 3-2-1-1 AHAT システムの特徴と GTCC に比べた優位性⁽⁷⁾

項目		優位性 / 特徴
運用性	起動時間	◎ ST 系が無く起動時間短い
	負荷即応性	◎ GT 単独システムと同等
	最低負荷	◎ 高湿分燃焼により低負荷で運転可能
	大気温度特性	○ 吸気噴霧冷却で高気温時の出力低下が少ない
	制御容易さ	○ GT 単独システムと同等でシンプル
環境性	NOx 対策	○ 高湿分空気燃焼により低 NOx、必要に応じて脱硝装置を設置
	立地制約	◎ 水回収水温 60°C 程度で、冷却塔冷却や空冷により内陸部への立地可能
経済性	機器構成、工期	◎ ST 系なく、機器構成シンプルで工期短い
	配管	— GT 圧縮機吐出圧力低く、薄肉。ただし、再生サイクル配管径大
	水質管理	— 水処理装置 (イオン交換樹脂等) 設置
	ユーティリティ消費	— 純水 (圧縮機吸気噴霧冷却用)、アンモニア (脱硝用)、冷却水 (冷却塔補給用)
	メンテナンス費用	○ 構成機器少ない (排熱回収系、水回収系)

◎ : 特に優位 ○ : 優位 — : 同等

AHAT システムは、それら課題を低減し、実用化に近づけたシステムと言える。

AHAT システムは、概ね 200MW 以下の中小容量で他の方式よりも発電端効率で優位となる可能性を有しており、商用機 (~200MW 級) の開発目標として、発電端熱効率 57% (LHV) を掲げている⁽⁶⁾。その特徴と GTCC と比べた優位性を表 3-2-1-1 に示す⁽⁷⁾。AHAT システムは、ST、排熱回収ボイラならびに復水器からなる ST 系を必要としないことから構成が簡素であるため、起動時間や負荷応答性などの運用性に優れ、また、冷却用の海水を必ずしも必要としないため、立地条件の制約が緩和されると考えられる。

AHAT システムの研究開発は、経済産業省資源エネルギー庁からの補助金事業で、三菱日立パワーシステムズ (株) を中心に、住友精密工業 (株)、当研究所の三者で進めている。

これまでの開発状況として、小型 GT で構成される 3MW 級検証機を製作して運転試験を行い、AHAT システムが発電システムとして成立することを実証した⁽⁸⁾。また、年間を通じた運転試験を行い、起動・部分負荷特性、大気温度変化に対する各種特性、信頼性等を確認している⁽⁹⁾。

さらに、商用機開発に向けて、事業用発電に用いられる大型の重構造 GT を適用した、次ページの図 3-2-1-6、7 に示す 40MW 級総合試験装置により、重構造



図 3-2-1-6 40MW 級総合試験装置全景⁽⁷⁾

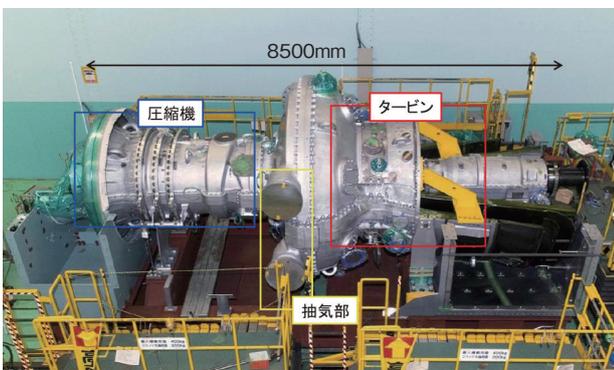


図 3-2-1-7 40MW 級総合試験 GT 外観写真⁽⁷⁾

GT で AHAT システムが成立することを世界で初めて示すことができた^{(7),(10)}。

総合試験装置では、コールド起動で約 60 分で定格負荷の 40MW に達することを確認でき、GTCC のコールド起動の約 1/3 に相当する短時間で起動できることを示せた⁽¹¹⁾。また、熱効率について、AHAT 運転時とシンプルサイクル（以下、SC）試験時の結果を比較したところ、図 3-2-1-8 が示すように、同じ圧力比において AHAT 運転の方が低い燃焼温度であるにも拘わらず 10% 程度高い熱効率を示し、加湿や排熱回収を行うことにより熱効率向上が図れることを実データから検証できた。さらに、水回収装置による水回収率について、GT への加湿量に対して 100% 以上の湿分が回収でき、外部からの補給水を大幅に低減できる見通しを得ている⁽¹¹⁾。

引き続き、40MW 総合試験装置を用いて長期信頼性の実証を行うと共に、商用機のプロトタイプならびに運用性評価を行うことを予定している。高効率で運用性の高い火力プラントの研究開発に、今後も努力して行きたいと考えている。

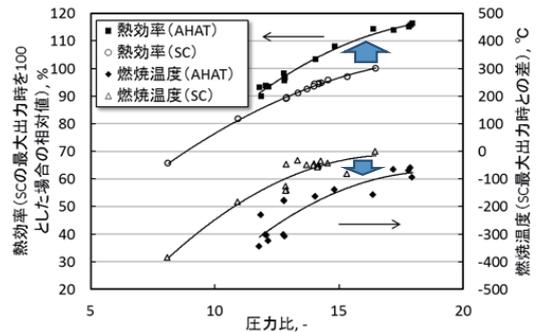


図 3-2-1-8 AHAT 運転と SC 運転の熱効率の比較

3-2-2 石炭ガス化複合発電

(1) 石炭ガス化複合発電技術

石炭ガス化複合発電 (IGCC: Integrated coal Gasification Combined Cycle) は、高効率火力発電として普及しているガスタービン複合発電 (GTCC) の燃料に石炭ガスを適用するもので、新型の石炭火力である。環境適合性の高いクリーンコールテクノロジーの一つとして、我が国を始め各国で開発が進められている。

a. IGCC の特徴

IGCC の基本的なシステムは、石炭を気体燃料に転換する石炭ガス化設備、石炭ガス中に含まれる不純物を除去するガス精製設備、精製後の石炭ガスをガスタービン燃料として発電を行う複合発電設備で構成される (図 3-2-2-1)。ガス化技術は化学合成の分野で歴史があり、様々な形式のガス化炉が IGCC に用いられている。

IGCC の特徴として、高い発電効率、優れた環境性、低品位炭の利用拡大などが挙げられる。我が国の最新鋭微粉炭火力の発電効率は既に世界的に最高水準にあり、

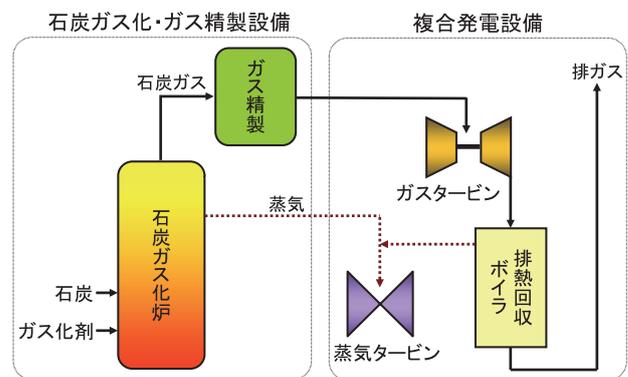


図 3-2-2-1 石炭ガス化複合発電の基本システム構成

USC ボイラの送電端効率は 40～41% (HHV) に達している。これに対し、我が国で開発されている IGCC では、1,500℃級ガスタービンを用いると 46～48%となる見通しである。効率向上により、発電電力量当りの CO₂ 排出量を削減することが可能である。

b. 海外における IGCC 開発

欧米では、1990 年代に本格的な IGCC 実証計画が進められ、四大プロジェクトと呼ばれる Buggenum (オランダ)、Wabash River (米国)、Tampa (米国)、Puertollano (スペイン) の 300MW 級実証機が知られている。ガス化炉は、それぞれ Shell 炉、E-Gas 炉、GE 炉、Prenflo 炉が採用されている。いずれも酸素吹きで、乾式給炭もしくは湿式 (石炭-水スラリー) 給炭方式の噴流床である。プナム (2013 年に商用運転終了) を除き、現在も商用運転が続けられている。

四大プロジェクトに続く商用機として、Edwardsport (米国) で 618MW の IGCC (GE 炉×2 基) が 2013 年 6 月に営業運転を開始した。また、Kemper County (米国) において、新型の移動床ガス化炉を用いる 582MW の IGCC (TRIG™ 炉×2 基) の建設工事と試運転が進んでいる。これは CO₂ を回収する初の商用 IGCC で (回収率 60%)、EOR 用に販売することが計画されている。

中国では、近年、アンモニア、メタノール、オレフィンなどの原料製造のための産業用大容量ガス化炉が急速に普及している。独自の IGCC 開発も行っており、GreenGen プロジェクトの Stage I として、HCERI 炉を用いる 250MW 規模の IGCC が天津に設置され、2012 年 4 月より運転が開始されている。韓国では、Shell 炉を用いた 300MW 級の Taean IGCC の建設工事が進んでいる。

c. 我が国における IGCC 開発

我が国では、空気吹き IGCC の実証機計画が完了したところであり、また、酸素吹き IGCC 実証機の開発が進んでいる。

① 空気吹き IGCC 実証機プロジェクト

国と電気事業において、1980 年より噴流床石炭ガス化複合発電技術の検討が進められた。電力中央研究所と三菱重工業株式会社により 2 トン/日石炭ガス化基礎実験装置で開発された空気吹き二段噴流床方式 (図 3-2-2-

2) が、NEDO 事業である 200 トン/日パイロットプラント計画に採用された。1990～1995 年度に実施されたパイロットプラントの研究運転において、約 1 ヶ月間 (789 時間) の連続運転に成功した。その後、FS 及び要素研究を経て、1999 年度に経済産業省の補助事業として IGCC 実証機計画が開始された。

実証機計画では、電力 9 社と電源開発が出資した株式会社クリーンコールパワー研究所により、250MW 実証機が建設され、2007 年 9 月から 5 年半の運転試験が行われた。運転試験開始から 1 年後には 2,000 時間の長期連続運転試験を完了し、海外の先行例と比較して高い完成度が示された。さらに、5,000 時間の耐久性確認試験により IGCC の信頼性が検証されるとともに、熱効率や環境など全ての目標を達成し、商用機の設計に不可欠な実証データが取得された⁽¹⁾。

実証機計画は 2012 年度末に終了し、2013 年度より実証機は常磐共同火力株式会社勿来発電所 10 号機として商用運転されており、最長連続運転記録は 3,912 時間 (2013 年) に更新された。さらに、福島復興大型石炭ガス化複合発電設備実証計画として、500MW 級 IGCC (2 基) の開発が東京電力株式会社より発表されている。

電力中央研究所では、各種基礎実験装置や数値シミュ

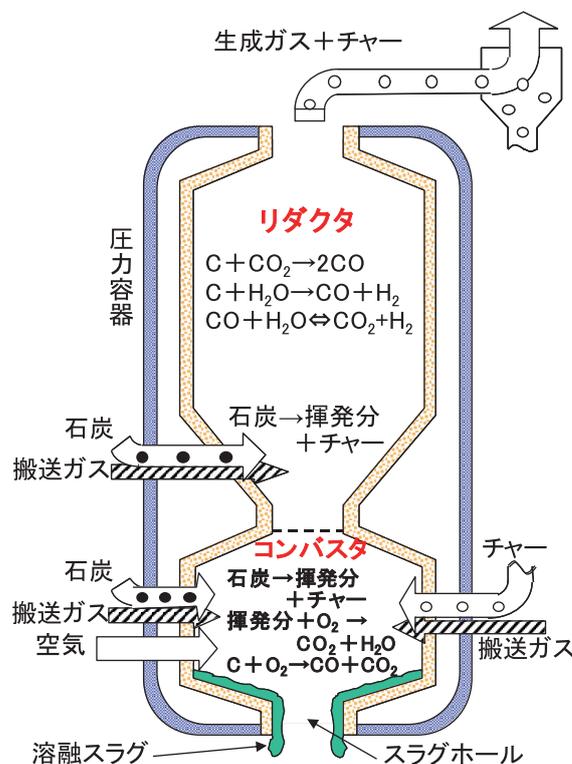


図 3-2-2-2 空気吹き二段噴流床石炭ガス化炉の概略

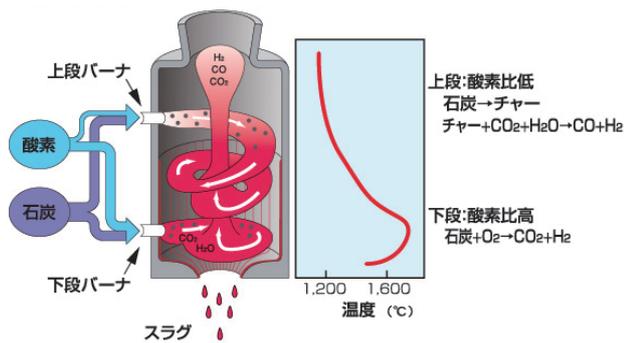


図 3-2-2-3 EAGLE 石炭ガス化炉の概念図⁽³⁾

レーション、石炭ガス化研究炉（3トン／日炉）等を用いて実証機計画を支援してきた。計画段階では、数値解析技術を用いた実証機の設計評価を行った。運転段階では、供試炭に対して反応性基礎実験および数値解析によるガス化性能の事前評価を行い、その成果が実証機の運転条件や監視項目の設定に反映されるなど、プロジェクトの目標達成に貢献した。これらの支援研究から、商用規模ガス化炉の設計や運用を評価可能な炭種適合性評価手法を構築した。

② 大崎クールジェンプロジェクト

NEDO 事業として実施された石炭利用水素製造技術開発（HYCOL）において、株式会社日立製作所が開発した酸素吹き一室二段旋回型方式（図 3-2-2-3）が採用され、1991～1994 年度に行われた 50トン／日パイロットプラントの研究運転では 1,149 時間の連続運転を達成した。ここでの成果は、電源開発株式会社が NEDO との共同研究として実施した多目的石炭ガス製造技術開発（EAGLE プロジェクト；Coal Energy Application for Gas, Liquid and Electricity）に引き継がれた。EAGLE プロジェクトでは、150トン／日パイロットプラントが建設され、2002 年度に試験運転が始まった。化学吸収法および物理吸収法による CO₂ 分離回収試験も行われ、2013 年度に試験運転を終了した。

EAGLE プロジェクトの成果に基づき、中国電力株式会社と電源開発株式会社が共同出資する大崎クールジェン株式会社により、石炭ガス化燃料電池複合発電（IGFC：Integrated coal Gasification Fuel Cell combined cycle）を実証する大崎クールジェン（OCG）プロジェクトが進められている。中国電力株式会社大崎発電所構内に 166MW の実証機を建設中で、第 1 段階である酸素吹 IGCC 実証試験の開始が 2017 年 3 月に予定されている。

第 2 段階では、石炭ガス化ガスの最大 30% を導入する CO₂ 分離回収装置（回収率 90%）を追設し、CO₂ 分離回収型 IGCC の実証試験が計画されている。さらに第 3 段階として、最終目標である CO₂ 分離回収型 IGFC 実証試験が計画されている⁽²⁾。

(2) CO₂ 回収型高効率 IGCC（High Efficiency Oxy-fuel IGCC）

a. 背景

石炭は、安価な上、埋蔵量が豊富で地域的な偏在も少ない資源であり、エネルギー基本計画（2014 年閣議決定）でも「重要なベースロード電源の燃料」と位置づけられているが、地球温暖化対策の観点からは石炭火力からの CO₂ 削減が求められており、電気事業は発電効率向上やバイオマス混焼などの対策を進めてきた。一方、近年では欧米を中心に CCS 技術開発が進んでおり、国内でも 2012 年に苫小牧で大規模実証プロジェクトが始まった。

しかし、既存の CO₂ 回収技術では発電効率が低下し発電コストが上昇することが課題となっている。そこで、電力中央研究所と九州大学は、NEDO 受託研究として CO₂ 回収後も 42%_{HHV} の高い発電効率を維持できる CO₂ 回収型高効率 IGCC（High Efficiency Oxy-fuel IGCC、Oxy-fuel IGCC）の基盤技術を開発した（2008～2014）。

b. Oxy-fuel IGCC の概要

従来、CO₂ 回収型火力発電システムとして、燃焼後回収システム（図 3-2-2-4 (a)）、酸素燃焼システム（図 3-2-2-4 (b)）、燃焼前回収システム（図 3-2-2-4 (c)）の 3 方式が検討されてきた。

燃焼後回収システムは、微粉炭火力発電所の排煙処理装置の後流に設置した回収装置で CO₂ を回収する方式で、化学吸収法による CO₂ 回収設備が実用段階にある。

酸素燃焼システムは、微粉炭火力発電所の排ガスを循環させ、純酸素と混合して燃焼用空気に代える方式で、空気中の N₂ が混入しないため排ガスの主成分が CO₂ となり、CO₂ 回収装置が不要となるメリットがあり、豪州などで実証試験を終えている。

燃焼前回収システムは、IGCC からの CO₂ 回収を想定したもので、脱硫後の精製ガスをシフト反応により CO₂ と H₂ に改質した後に、CO₂ を分離して回収し、残った高 H₂ 濃度の生成ガスをガスタービン（GT）の燃料と

する方式である。吸収法、吸着法、膜分離法などのCO₂回収法が開発され、IGCCプラントでの抽気ガスによるパイロット試験も進んでいる。

これらのCO₂分離・回収技術を石炭火力に導入すれば、CO₂排出量の大幅削減が可能となるが、CO₂回収にエネルギーを要するため、発電効率が2割低下し、発電コストも1.5倍に上昇するとされている⁽⁴⁾。

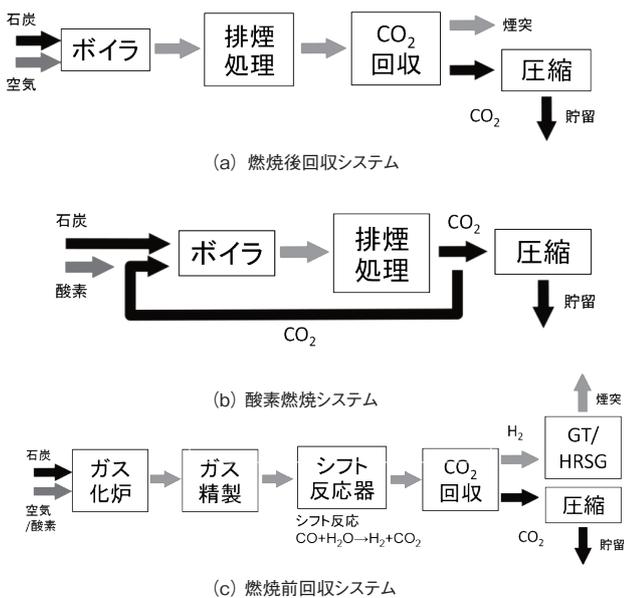


図 3-2-2 従来のCO₂回収型火力発電システム

IGCCからのCO₂回収を考える場合、本来IGCCの最大のメリットは高効率発電(>40%)であるが、燃焼前回収システムを適用すると、シフト反応器やCO₂回収設備が必要とする大量の蒸気を蒸気タービンから抽気するため、発電に用いる蒸気量が減少して発電端出力が低下し、送電端効率が30%程度まで下がるとみられており、微粉炭火力を軸とする燃焼後回収システムと比べ、IGCCを採用するメリットが薄れてしまう。

また、乾式ガス精製システムの採用はIGCCのいっそうの効率向上の鍵とされているが、燃焼前回収システムの多くは湿式方式のCO₂回収設備を用いるため、乾式ガス精製システムを導入しても効率向上の効果は小さいと懸念されている。

これに対し、Oxy-fuel IGCCは、CO₂を主成分とする循環排ガスを効果的に利用するO₂/CO₂吹き石炭ガス化炉と循環排ガスに純酸素を混合して燃焼させるセミクローズドGTを組合せたシステム⁽⁵⁾であり、酸素燃焼システムと同じく、空気中のN₂が系内に混入しないた

め排ガスの主成分がCO₂となり、シフト反応器やCO₂回収装置が不要となる上、乾式ガス精製を採用すれば効率向上効果も享受できるため、CO₂回収後も高い発電効率が期待される。これに加え、排ガス循環によるガス化剤中CO₂濃度の増加によりガス化反応が促進される可能性もある⁽⁶⁾(図3-2-2-5)。

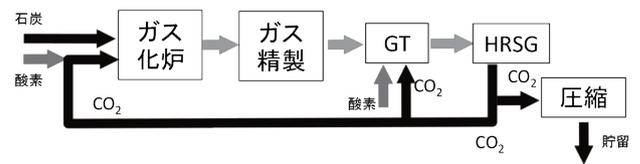


図 3-2-2-5 CO₂回収型高効率IGCC (High Efficiency Oxy-fuel IGCC)

c. Oxy-fuel IGCCの基盤技術開発

① O₂/CO₂ガス化技術の検討

電力中央研究所の石炭ガス化研究炉(加圧二段噴流床炉、石炭処理量3トン/日)にCO₂供給設備を追設し、CO₂富化条件におけるガス化特性を評価した。その結果、5炭種についてCO₂濃度の増加に伴い、ガス化反応が促進されることが検証された。その一方、N₂よりモル比熱の大きいCO₂の炉内投入により炉内温度が低下するなどの課題も明らかとなり、O₂/CO₂吹きガス化炉技術を開発する上で有用な知見が得られた。

前述の石炭ガス化研究炉で実施できる条件はCO₂富化ガス化試験までであり、O₂/CO₂ガス化条件を設定できないため、電力中央研究所が所有する3次元ガス化炉内数値解析コードをベースとしてO₂/CO₂ガス化条件に適用可能なコードに改良し、実機規模O₂/CO₂ガス化炉(石炭処理量70トン/時)を対象として炉内温度分布やガス化反応の状況、運転条件がそれらに及ぼす影響などを明らかとした。これにより、循環CO₂ガスを適切に設定すれば、ガス化炉内の温度低下を回避できることが確認された。これに加え、電力中央研究所では実験実績のない高いO₂濃度条件(ガス化剤O₂濃度80%)における各種運転条件の影響などを予測することが出来た。

数値解析コードの改良にあたっては、まず、加圧型Drop Tube Furnaceなどを用いた基礎実験を行いO₂/CO₂ガス化場における反応モデルを構築し、これを組み込むことで数値解析コードの適用範囲をO₂/CO₂ガス化条件まで拡張した上で石炭ガス化研究炉を解析し、その

結果を実験データで検証した。

② 炭素析出対策の開発

Oxy-fuel IGCC では CO₂ をガス化炉に循環させるため、生成ガス中の CO 濃度が高くなり、乾式ガス精製設備などの系内低温部で炭素微粒子が析出するのではないかと懸念された。乾式ガス精製設備で炭素が析出すると、脱硫特性が損なわれるため、炭素析出の抑制策を検討した。種々の基礎試験の結果、CO₂ や水蒸気を乾式脱硫プロセスの上流に添加すれば炭素析出が抑制できることが明らかとなった。さらに、水蒸気はガス精製設備の脱硫特性を低下させること、回収 CO₂ は温度が低いため添加前に加熱が必要となることなどを考慮し、高温、高圧の循環排ガス (CO₂ と水蒸気の混合ガス) を添加する方法を選択した。システム効率計算により、循環排ガス添加法を採用すれば送電端効率もほとんど低下しないことが確認されている。

③ 全体システムの検討

従来の IGCC もガス化炉、ガス精製、GT などが連携した複雑なシステムではあるが、本システムはこれに再生熱交換器やセミクローズド GT などを加えたより複雑なシステムとなるため、再生熱交換器などの試設計や、起動・停止シーケンスの検討などを通じ、当初提案したシステムが内在していた課題を抽出し、その対策を施すことにより、実現性の高いシステムを構築した。また、空気分離装置についても、本システムにカスタマイズした試設計を行った。

実現性の高いシステムを指向することで送電端効率が若干低下することとなったが、それでも最終的なシステム効率計算において、インドネシア炭、中国炭、豪州炭の3炭種を供試した条件で、いずれも 43%_{HHV} 以上の送電端効率を期待できることが示された。

④ 実用化に向けた検討

これに加えて、本システムの実用化に向けた開発ステップを検討し、2035年頃の商用化に向けたロードマップを作成し、各フェイズの開発課題を整理し、次フェイズの開発課題を明確化した。また、2035年頃の競合技術を想定し、発電コストの比較により、本システムの優位性を示した。

これらの予備検討結果をベースに、本システムの実用化に向け、検討を進めることが望まれる。

3-2-3 低炭素燃料の利用

(1) バイオマス燃料

a. バイオマス燃料の種類

バイオマス燃料とは、動植物に由来する有機資源を加工して作り出される燃料の総称である。化石燃料と同様に、バイオマス燃料を燃焼させてエネルギーを取り出す際に CO₂ は排出される。しかし、カーボンニュートラルの考え方に基づいて、排出された CO₂ は同じ植物の生長や再生により回収されて、トータルの CO₂ は増加しないとされる。バイオマス燃料の種類は、見た目の形状から大きく3種類に分けることができる⁽¹⁾。

一つ目は、固体のバイオマス燃料である。木くずや廃材等の木質バイオマス、稲わらや籾殻等の農作物の残渣由来のバイオマス、さらにバイオマス燃料の原料を目的として栽培されるエネルギー（資源）作物由来のバイオマスが主な原料となる。さらに固体バイオマス燃料は、原料をそのまま、あるいは粉砕する等の加工により利用するタイプ及び、かさ比重を小さくして取り扱いを容易にするために、ペレットやブリケットのように固く加工するタイプに分けられる。これらは既に石炭火力での混焼で活用されている。

二つ目は、液体のバイオマス燃料であり、家庭や飲食店から廃棄される天ぷら油等の廃油及び油糧植物から直接搾った油、トウモロコシやサトウキビの搾りかす等を発酵させて作り出される。前者の油からはバイオディーゼル燃料 (BDF) が作られ、軽油の代替として活用されている。後者のトウモロコシ等からはバイオエタノールが作られ、ガソリンの代替として活用されている。これら液体燃料は、技術的に油火力や LNG 火力の混焼用として活用することは可能である。

三つ目は、気体のバイオマス燃料である。有機物が多く含まれる下水汚泥や家畜糞尿を発酵させてメタンガスを回収する方法が実用化されている。施設の大規模化が難しいこと、ガス輸送にコストがかかること等から、現在は製造場所での利用が中心となっている。

b. 原料の種類と賦存量

バイオマス燃料の原料となるバイオマスの種類は大きく3種類に分けることができる。廃棄物系バイオマス、未利用系バイオマス、そしてエネルギー（資源）

作物である。

廃棄物系バイオマスは、ゴミとして処理されていた有機物をバイオマスとして有効利用する方法である。製材廃材や公園剪定枝等の木質系バイオマス、乳用牛や豚等の家畜糞尿、下水処理場で発生する汚泥、食品工場からの廃棄物や家庭ゴミ等の食品系バイオマスが含まれる。

未利用系バイオマスは、森林の間伐による残材や果樹剪定枝等の木質系バイオマス、稲わら・もみ殻等の農業残渣、ササ、ススキ等の草本系バイオマスが含まれる。

我が国における廃棄物系と未利用系のバイオマスの賦存量推計結果（年）によると、両者の合計は熱量換算で672ペタジュール（PJ）となる⁽²⁾。2013年度の我が国の最終エネルギー消費量は13,980ペタジュール（PJ）である⁽³⁾。バイオマス燃料の賦存量が全て利用できると仮定すると、最終エネルギー消費の4.8%を代替できる量に相当する。

図3-2-3-1に我が国の廃棄物系と未利用系のバイオマスの種類別の割合を示した。廃棄物系（赤枠）と未利用系（青枠）はほぼ半分ずつとなり、未利用系バイオマスの切捨間伐材と稲わらが多いことがわかる。この切捨間伐材と林地残材は、森林の間伐実施により発生するバイオマスである。しかし、現状では間伐をすべき森林の多くが放置されており、間伐が適正に実施されれば、この推計値より多くなると予想される。廃棄物系バイオマスでは国産材の製材廃材が最も多く、食品系バイオマスでは家庭系厨芥類（生ゴミ）が多い。

エネルギー作物に関しては、我が国では実用的な栽培は実施されていない。日射量の多い東南アジアを中心に、

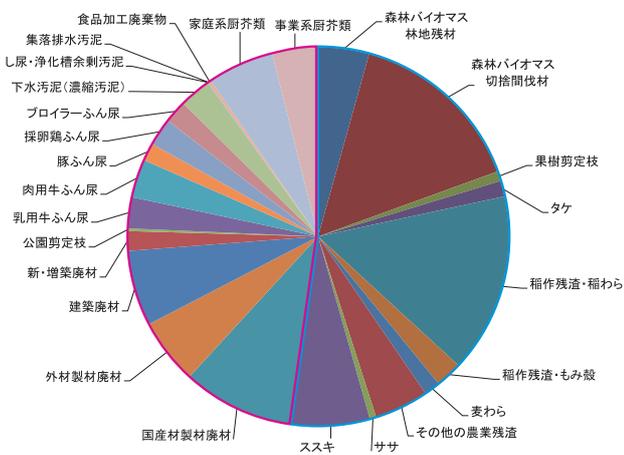


図 3-2-3-1 バイオマス種類別の賦存量の割合⁽²⁾

未利用あるいは荒地の土地にエネルギー生産を目的とした作物を植えて、エネルギーとして利用する方法も考えられている。種類としては、基本的に成長量が多い草本（ネピアグラス、スイッチグラス等）や樹木（ユーカリ、ポプラ等）が候補となる。また、培養槽等の施設が必要となるが微細藻類も含まれる。

c. 我が国でのバイオマス燃料製造の現状

固体バイオマス燃料と気体バイオマス燃料の実用化は図られているが、液体バイオマス燃料については、国や自治体等が実施する実証段階もしくは小規模な取り組みが多い。

固体バイオマス燃料でもっとも生産量が多いのが、木質系バイオマスのチップとペレットである。2012年の国産チップの生産量は586万トンである。用途は、紙・パルプ製造用が80%を占め、発電用が5%、乾燥施設熱源用が2%で、バイオマス燃料としての利用は10%程度である⁽⁴⁾。未利用間伐材等の一層の活用が、バイオマス燃料としての原料を増やすための課題といえる。一方、ペレットの国内生産量は2013年には約11万トンとなり、増加傾向が続いている⁽⁵⁾。ペレットのほとんどは、ボイラーや家庭用ストーブでのエネルギー利用である。

気体バイオマスについては、下水汚泥及び家畜糞尿のメタン発酵が多くを占める。下水汚泥のメタン発酵によるバイオガス化によるエネルギー利用は、2012年度における下水汚泥中の全有機物量の約12%となっている。バイオマスとして未利用（埋立、建設資材化の過程で焼却等）が76.1%を占めていることから、それらのバイオガス化や固形燃料化が課題となる⁽⁶⁾。一方、家畜糞尿に有機廃棄物を混合し、発酵させてバイオガスのメタンガスを製造する方法については実用化されており、北海道を中心に事例も多い。新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）が公表している資料によると、全国に68事例が存在し、製造したメタンガスを燃焼させた熱利用や、コージェネレーション（熱電併給）により発電利用されている⁽⁷⁾。

(2) バイオマス燃焼

国内の石炭火力発電所における木質バイオマスの混焼は、電気事業者に対して、一定量以上の新エネルギー等を利用して得られる電気の利用を義務付けた「電気事

業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（RPS法）」（2002年6月公布）の施行がきっかけとなり開始された。風力発電や太陽光発電に比べ、石炭火力でのバイオマス混焼は、既存設備を利用するため、新たな設備投資を最小限に抑えて実行できる利点があり、対応し易い有効な方法として認識され、実証試験に留まるものを含め、全電力会社で取り組まれている。2012年7月に「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が施行されたことに伴い、RPS法は廃止されたが、CO₂低減の観点から、バイオマス混焼は現在も継続されている場合が多い。

現在、木質バイオマスの石炭への混合割合は、投入熱量比で1～3%程度と低く運用されている。この主たる理由は、ミルでの粉碎性によるものであり、木質バイオマスの混合量が多いとミル内の保有量が高まり、ミル差圧が上昇するなどの影響があるためである。一方、この程度の混焼率であれば、NO_x濃度や灰中未燃分濃度などの燃焼特性に及ぼす影響は少ない。

今後、石炭火力からのCO₂排出量の一層の低減が求められる可能性は高く、その場合には混焼率を増大させることが必要になる。粉碎性を改善する有効な方法としては、①木質バイオマス専用ミルで粉碎し、石炭とは別に供給する方法、②木質バイオマスを粉碎しやすい状態に改質する方法、が挙げられる。

木質バイオマスを専用ミルで粉碎して供給することを考えた場合、微粉炭バーナ単体での燃焼性の可否が重要となる。当研究所の横置円筒型試験炉（単一バーナ炉）を用いた実験においては、微粉炭バーナでの木質バイオマスの専焼が可能である。空気比1.24、二段燃焼率30%の燃焼条件にて取得した杉専焼時の火炉内でのガス濃度分布について、NL炭との比較を図3-2-3-2に示す⁽⁸⁾。杉はNL炭に比べて、バーナ近傍でのNO_xの発生量が少なく、また、高濃度のCOが発生した後に速やかに消失するなど、石炭との燃焼過程とは大きく異なっている。

火炉出口NO_x濃度、灰中未燃分濃度および可燃分の燃焼効率の比較を図3-2-3-3に示す。

NL炭が約180ppmであるのに対し、杉は77ppmと極めて低い濃度となった。灰中未燃分濃度は、NL炭が12.6%であるのに対し、杉は16.8%と高い値を示すが、灰中未燃分濃度は、燃料中の灰分含有率に影響されるため、その影響を排除し、可燃分の燃焼効率で比較すると、

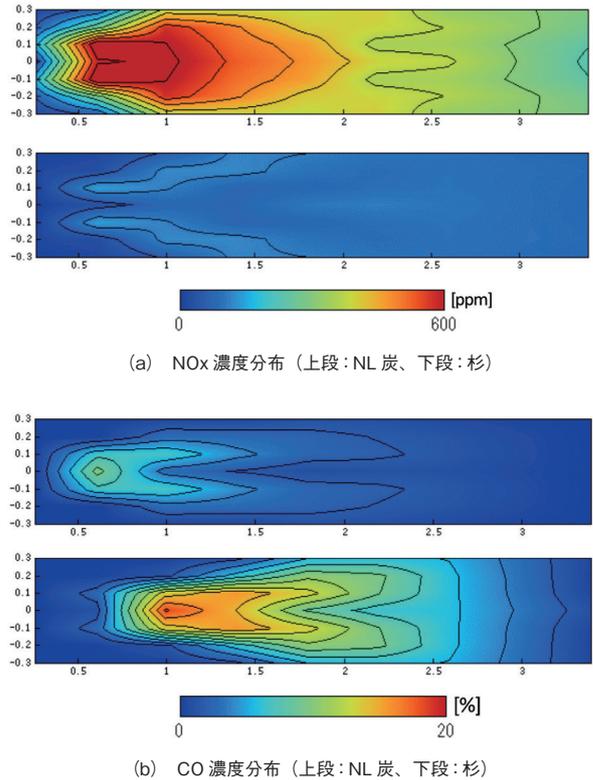


図 3-2-3-2 火炉内でのガス濃度分布の比較

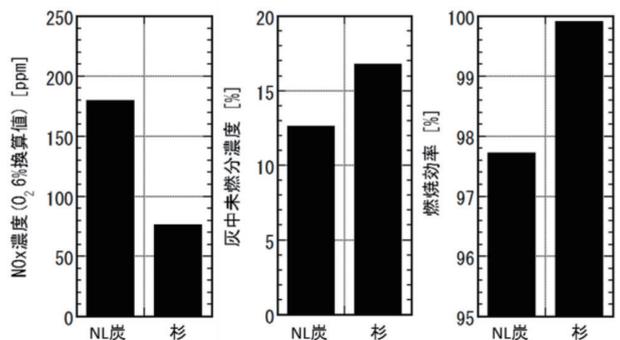


図 3-2-3-3 火炉出口 NO_x 濃度、灰中未燃分、燃焼効率

NL炭の97.7%に対し、杉は99.9%と著しく高い値を示した。これらのことから、木質バイオマスの燃焼性は石炭よりも優れることから、木質バイオマス混合時の可燃分の見掛けの燃焼性は石炭単味よりも高い反面、木質バイオマスの灰分含有率が少ないことにより、結果として、木質バイオマス燃焼時の灰中未燃分濃度は、石炭単味燃焼時よりも高くなる。ちなみに、木質バイオマスの優れた燃焼性は、微粉炭バーナでのコールド着火も可能とする。コールドスタート実験を行った結果、点火源のみあれば、火炉の予熱や助燃がない状態でも着火可能であることが判っている。

次に、微粉炭バーナを堅型に三段配置した試験炉を用い、木質バイオマスを炉内混焼した場合の結果を紹介する。ここで、炉内混焼とは、上段バーナからパウダー状に粉碎した杉を、中段バーナおよび下段バーナからは微粉炭を各々単独供給する方式を意味する。また、石炭単味燃焼時および事前に石炭にパウダー状の杉を熱量基準で33.3%の割合で混合した後にミルで粉碎して供給するラインブレンド方式を比較対象とした⁽⁹⁾。図3-2-3-4に示すNO_x濃度については、石炭単味燃焼時が約165ppmであるのに対し、ラインブレンド時と炉内混焼時のいずれも約130ppmと低濃度となった。一方、灰中未燃分濃度は石炭単味燃焼時に約5%であるのに対し、ラインブレンド時と炉内混焼時の灰中未燃分濃度はいずれも約7.5%前後となった。

項目	NL炭	杉パウダー
燃料比[-]	1.92	0.14
N含有率(無水)[%]	1.52	0.11
灰含有率(無水)[%]	13.7	0.4
200mesh/パス率[%]	81	13

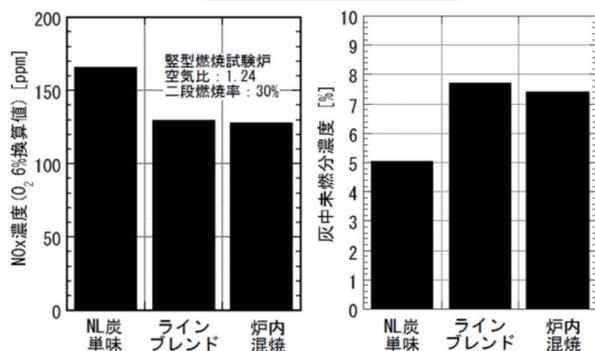


図3-2-3-4 火炉出口NO_x濃度、灰中未燃分

石炭同士の炉内混焼においては、揮発分の多い石炭を上段バーナから投入した場合、ラインブレンドする場合よりもNO_x濃度は低減するが、木質バイオマスである杉による炉内混焼においては、その効果は示されなかった。杉は石炭に比べて、NO_x発生の起因となる燃料中窒素分が少ないためにNO_x濃度は低濃度になると考えられるが、NO_xの還元分解に作用するNH₃やHCNの発生も少ないために、炉内脱硝の効果が得られなかったと考えている。

(3) バイオマス炭化燃料

木質バイオマスの炭化処理は、前述の木質バイオマスを粉碎しやすい状態に改質する方法のひとつであり、粉碎性の向上に加え、発熱量の向上、燃料性状の均一化、

撥水性の発現、といった改質効果が期待される。当研究所では、図3-2-3-5に示す炭化燃料化実験設備（外熱式ロータリーキルン炭化炉、最大原料供給量200kg/h、炭化温度250～600℃、滞留時間15～40分）を導入し、国内針葉樹、海外広葉樹を原料とする木質炭化燃料の製造試験を実施することにより、炭化燃料製造プロセスの熱物質収支や炭化性能を明らかにするとともに、石炭との混合粉碎試験や混焼特性試験に必要な木質炭化燃料を供給してきた。炭化試験の例として、メラルーカ（東南アジア産広葉樹）と杉（国内産針葉樹）の破碎チップを原料とした炭化試験結果を紹介する⁽¹⁰⁾。原料の写真を図3-2-3-6に、原料の燃料性状を次ページの表3-2-3-1に示す。また、試験条件と試験結果を表3-2-3-2に取りまとめる。原料のメラルーカと杉を比べると、工業元素分析や発熱量の差異は小さいが、メラルーカのNaとClが杉のそれよりも高いことがわかる。

炭化燃料製造プロセスの性能指標として炭化燃料熱量残留率と炭化温度の関係は次ページの図3-2-3-7に示す。熱量残留率は、出熱（製造炭化燃料の熱量）と入熱（投入原料の熱量）の比から求められる性能指標である。炭化温度の上昇とともに熱量残留率は減少し、炭化燃料の熱量は低下することになる。一方、この熱量低下分は、



図3-2-3-5 炭化燃料化実験設備



図3-2-3-6 原料写真（メラルーカ（左）と杉（右））

プロセスの炭化熱源となることから、プロセスの熱的自立の条件は、熱量低下分>外部入熱（LPG入熱）となる（図3-2-3-8）。

商用規模のプロセスでは、排熱による原料乾燥やスケールアップ効果により、外部入熱の低減が期待されるが、熱的自立を可能とする炭化温度域は400℃以上（炭化度で中炭化以上）となることが推定される。

表 3-2-3-1 原料の燃料性状

分析項目		単位	メラルーカ	杉
工業分析	灰分	wt%	1.0	0.4
	揮発分	wt%	84.4	82.2
	固定炭素	wt%	14.6	17.4
元素分析	C	wt%	49.4	50.8
	H	wt%	6.40	6.31
	N	wt%	0.15	0.09
	O	wt%	43.1	42.4
	S	wt%	0.02	<0.01
高位発熱量		MJ/kg	19.84	20.76
	Na	mg/kg	727	20
	K	mg/kg	660	260
	Cl	mg/kg	1620	40

※単位は全て無水基準

表 3-2-3-2 炭化燃料化試験条件と試験結果

項目	単位	試験番号(1~7) / 炭化度(高・中・低)						
		1 低	2 中	3 中	4 高	5 低	6 中	7 高
原料	—	メラルーカ				杉		
原料水分	wt%	38	42	46	46	39	37	37
原料供給量	kg/h	120	126	126	126	138	138	138
LPG消費量	m ³ /h	4.6	5.2	5.2	5.5	5.1	5.2	5.4
炭化温度	℃	371	408	416	432	396	421	437
炭化物収率	%	90.5	75.4	74.8	49.3	90.5	71.0	60.1

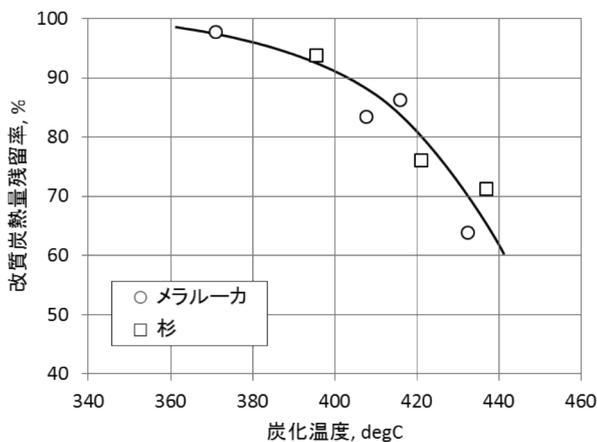


図 3-2-3-7 熱量残留率と炭化温度の関係

原料中塩素分の高いメラルーカについて、炭化燃料の塩素残留率と固定炭素（炭化度）の関係を図3-2-3-9に示す。炭化の進行とともに炭化燃料の塩素残留率が低下しており、炭化燃料化による脱塩効果が確認された。但し、この効果は、塩素の形態に依存すると推定されることから、必ずしも脱塩効果が発現するとは限らない。

炭化燃料製造プロセスの運転において、安定した燃料性状の炭化燃料を得るには、その変動を短時間に把握し、運転条件に反映する必要がある。しかし、通常の燃料性状分析には長い時間を要する。そこで、炭化燃料の収率（炭化燃料製造量と原料供給量の比）と燃料性状の関係に注目したところ、両者に強い相関を確認した。図3-2-3-10に炭化燃料の固定炭素と収率の関係を示す。炭化燃料の収率は、運転時の連続測定データから容易に計算できることから、これを運転指標とすることで、安定した燃料性状の炭化燃料製造が可能となる⁽¹¹⁾。

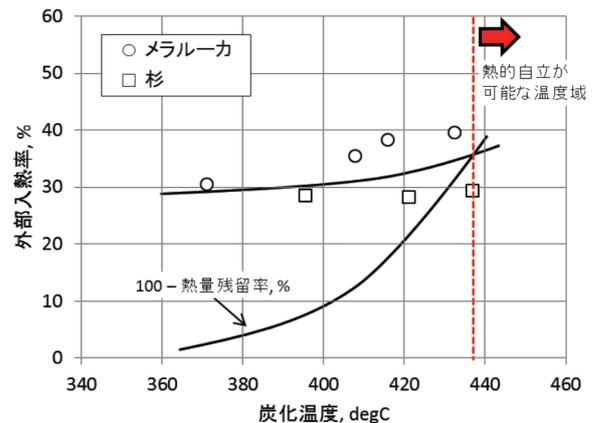


図 3-2-3-8 熱的自立が可能な炭化温度域

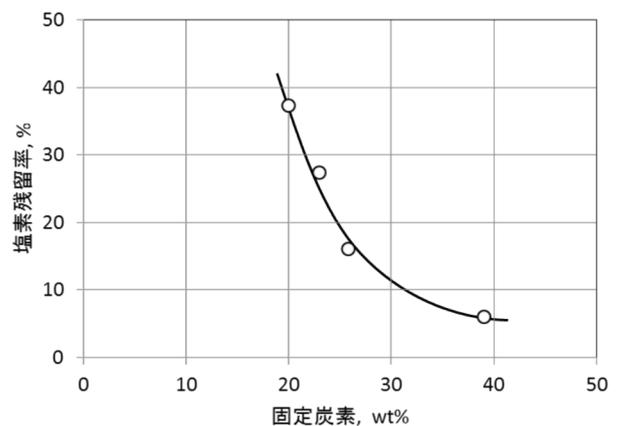


図 3-2-3-9 塩素残留率と固定炭素の関係

次に、木質炭化物とそのペレット成形物（木質炭化ペレット）の粉碎性について紹介する。木質炭化物の成形は、エネルギー密度の向上、輸送コストの削減、ハンドリングの改善などが期待され、炭化処理の重要な後処理技術に位置づけられる。

松の破碎チップを原料とし、炭化度（固定炭素）の異なる3種の木質炭化物を製造し、その一部を木質炭化ペレットに成形した。原料およびこれらの炭化物を石炭（CL炭）と混合した場合の粉碎性について、当研究所の試験用ローラミル（図3-2-3-11）を用いて評価した結果として、混合率と粉碎操作に係る動力原単位を関係図3-2-3-12に示す⁽¹²⁾。原料の場合、混合率の増加に伴う

動力原単位の増加は顕著であるが、低炭化物を混合した場合、その増加傾向は抑制され、炭化度が高くなるほど、動力原単位の増加抑制効果は強くなる。これらの結果から、炭化度の低い炭化処理でも、木質バイオマス混合時の粉碎性は大きく改善され、炭化度を高めることにより、粉碎動力を大幅に削減することができる。さらに、木質炭化ペレットでは、粉碎物の微粉粒度の改善に効果を発揮する。

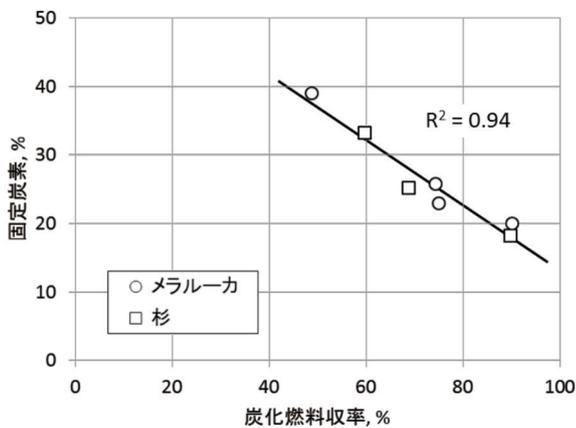


図 3-2-3-10 固定炭素と収率の関係

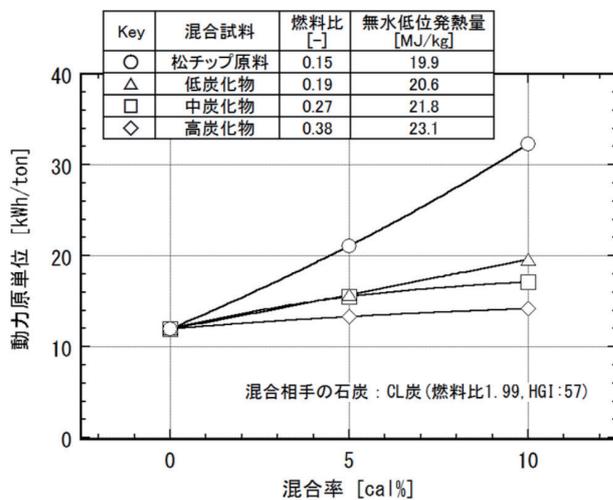


図 3-2-3-12 ローラミル粉碎試験結果

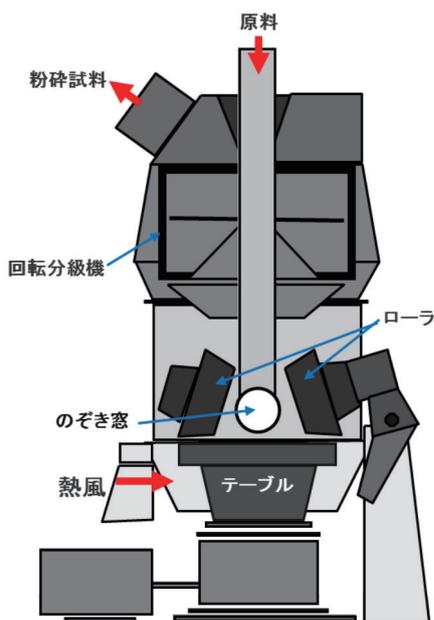


図 3-2-3-11 試験用ローラミル

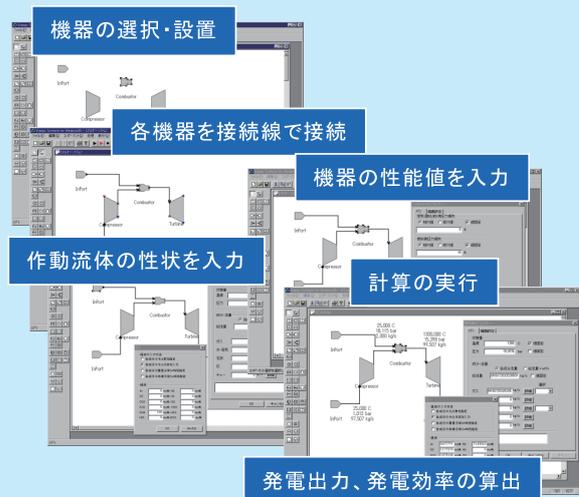
火力発電システムに対する熱効率解析は、質量およびエネルギー保存則による熱物質収支解析を基本とする。熱物質収支解析を行うためには熱力学の専門知識が必要であり、また、複雑な火力発電システムについて、個々に計算コードを開発していたのでは、労力が多く効率的な検討が困難である。

そこで当所では、様々なシステム構成や条件設定における静特性解析つまり定常状態での熱物質収支解析を柔軟に行うことが可能なアルゴリズムを開発し、また、それを用いた汎用性の高い解析ツール「EnergyWin™」を開発している⁽¹⁾。その実行画面、実行手順および主な特徴を図1に示す。このツールは、グラフィックユーザインターフェースを用いてシステムシステムの作成や条件の設定を容易に行えるため操作性が高く、視覚的に理解しやすいものである。また、計算方法について、機器入口の状態量および機器性能値の設定条件から出口状態量を順次算出することで全体のバランスを計算する方法や、機器入口および出口状態量の設定条件から全体の熱物質バランスを計算すると共に各機器の性能値の算出する方法など、条件設定項目や算出項目の選択に柔軟性が高い。

このツールを活用して、本節で示したCO₂回収型高効率IGCC、AHAT等と言った将来型高効率火力発電システムについて、各種システム構成や条件での熱効率の算出、競合システムとの同一条件下での熱効率の比較や特性解析等を行ってきた。

既設火力発電プラントに対しても多くの実績を上げている。ひとつは、運転条件の変更や機器性能を向上させた場合の熱効率への効果を算出し、熱効率向上検討に活用してきた。また、もうひとつは、図2に示すように、運転データを用いた熱物質収支解析によりプラント構成各機器の経年的な性能変化等を算出し、これら個々の変化が熱効率変化に与える影響を定量化することで熱効率低下の主要因を特定することで、効果的な保守・運用の検討を支援してきた⁽²⁾。

今後も、本技術により火力発電の熱効率の維持・向上に貢献していきたい。



主な特徴

- 容易な操作性
Windows アプリケーション
- 高い計算能力
柔軟な計算条件設定
高速な計算
- 高い拡張性
オブジェクト指向プログラムによる
当所オリジナル開発

図1 EnergyWin 実行画面、計算実行手順および主な特徴

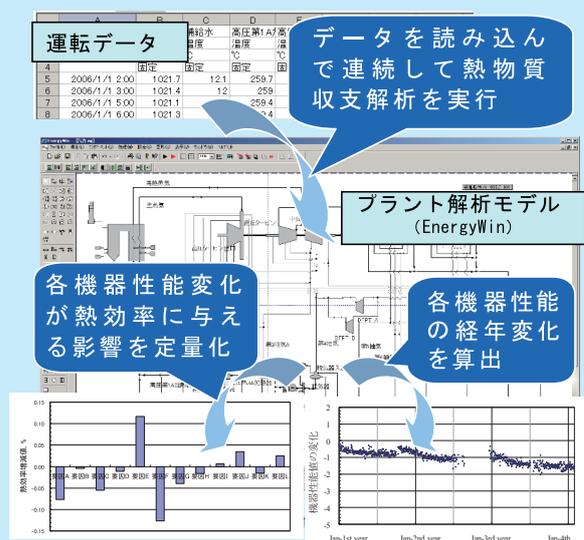


図2 EnergyWin による熱効率低下要因説明

3-3 発電所における CO₂ 回収・貯留技術 (CCS)

産業革命以降の化石燃料の大量消費による大気中 CO₂ 濃度の上昇が地球温暖化の主な原因とされている。1994年に発効した国連気候変動枠組条約は、“気候系に対して危険な人為的干渉を及ぼすこととしない水準において大気中の温室効果ガスの濃度を安定化する”ことを究極の目的としている。安定化については、国際的な大方の認識として、産業革命以前からの全球平均気温上昇を 2℃ 以内に抑える程度とされている。IEA（国際エネルギー機関）は、引き続き化石燃料の需要増加を予想するとともに、この目標を達成するためには 2050 年時点における CO₂ の排出量を現状からおよそ 50% 削減する必要があると、全削減量の 14% に CCS（Carbon Capture and Storage、以下、CCS）の貢献が必要としている⁽¹⁾。CCS は温室効果ガスである CO₂ の排出を大幅に削減するとともに、中・長期的に化石燃料を利用可能とする技術オプションとして位置付けられている。

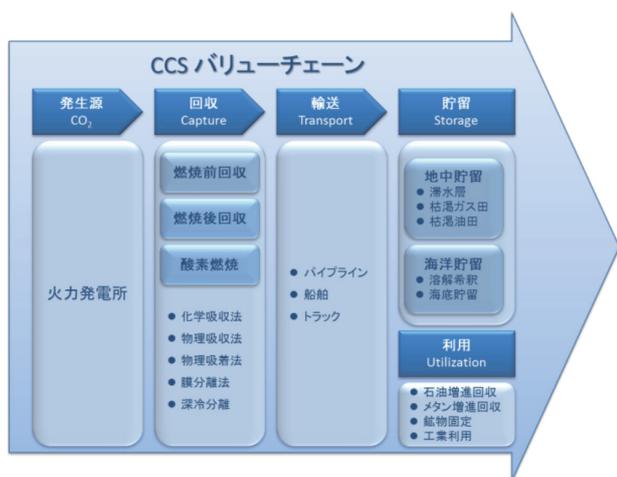


図 3-3-1 発電所における CCS のバリューチェーン

CCS は、石炭や天然ガス等の化石燃料燃焼を利用した発電や鉄鋼生産、アンモニア製造等の化学工業、天然ガス精製、等で発生する CO₂ を回収し、パイプライン等を用いて輸送し、貯留場所に恒久的に隔離する一連のシステムである。図 3-3-1 に発電部門を対象とする CCS における CO₂ のバリューチェーンを示す。燃焼排ガス等から CO₂ を分離する方法については化学工業プロセスで既に商用利用されている化学吸収法、物理吸着法、あるいは開発段階にある膜分離法等がある。また、回収

プロセスとしては大きく、燃焼前回収 (Pre-combustion)、燃焼後回収 (Post-combustion)、酸素燃焼 (Oxy-fuel combustion) に分類される。

回収された CO₂ は、一般的には液化されてパイプラインあるいは船舶等によって貯留サイトまで輸送され地中に圧入されることになる。貯留のオプションとしては、帯水層や枯渇油ガス田への圧入、EOR (Enhanced Oil Recovery: 石油生産増進のための石油層への CO₂ 圧入、以下、EOR)、等がある。貯留とは別に、回収 CO₂ の工業部門等への有効利用もあるが、EOR も CO₂ 有効利用の側面を持つ。温暖化対策として CCS を導入するモチベーションやインセンティブが不十分な現状において、短期的な CCS 普及のドライバーとして EOR の重要性が高まってきている。最近では CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) を CCS とほぼ同義として使用している例も多く見られる。

3-3-1 CCS の国内外動向

(1) 発電部門における技術開発

石炭火力発電所においては年間 80 万トン、天然ガス火力発電所や産業部門（ガス精製や化学工業等）では年間 40 万トン程度の CO₂ の回収、輸送、貯留を伴う CCS を定義とする大規模統合プロジェクトは、世界全体で 59 件（2014 年時点、計画段階も含む）が存在している。地域別には、北米 26 件（米国 19 件、カナダ 7 件）、中国 13 件、欧州 10 件、およびその他 10 件となっている⁽²⁾。プロジェクト数の推移は、相対的に経済状況の悪い欧州以外では増加傾向にある。

59 件の中で、投資が決定されている段階（建設段階、運用段階）のプロジェクト 22 件を次ページの表 3-3-1 に示す。運用段階のほとんどは天然ガス精製に関連したものであり、さらに貯留方式として回収した CO₂ を EOR に利用しているものが多い。これは、現状で CCS がビジネスモデルとして成立するオプションの少なさを表している。発電部門におけるプロジェクトは、運用段階が 1 件 (Boundary Dam) と、建設段階が 2 件 (Kemper、Petra Nova) のみとなっている。

2014 年 10 月にカナダのサスカチュワン州にある Sask Power 社の Boundary Dam 石炭火力発電所において、世界で初めて CCS の商用運転が開始された。この発電

表 3-3-1 世界の CCS 大規模統合プロジェクト

実施段階	地 域	プロジェクト名	回収方式	貯留方式	運用開始
運用段階	米 国	Val Verde Natural Gas Plants	天然ガス精製	EOR	1972
		Enid Fertilizer	工業的分離(化学肥料)	EOR	1982
		Shute Creek	天然ガス精製	EOR	1986
		Century Plant	天然ガス精製	EOR	2010
		Air Products Steam Methane Reformer	ガス化(水素製造)	EOR	2013
		Coffeyville Gasification Plant	工業的分離(化学肥料)	EOR	2013
		Lost Cabin Gas Plant	天然ガス精製	EOR	2013
	カナダ	Great Plains Synfuel Plant and Weyburn Midale	ガス化(合成ガス)	EOR	2000
		Boundary Dam	燃焼後(発電)	EOR	2014
	ブラジル	Petrobras Lula Oil Field	天然ガス精製	EOR	2013
	ノルウェー	Sleipner	天然ガス精製	滞水層	1996
		Snohvit	天然ガス精製	滞水層	2008
アルジェリア	In Salah	天然ガス精製	滞水層	2004	
建設段階	米 国	Illinois Industrial Carbon Capture and Sequestration	工業的分離(エタノール)	滞水層	2015
		Kemper County IGCC	燃焼前(発電)	EOR	2016
		Petra Nova (NRG Energy Parish)	燃焼後(発電)	EOR	2016
	カナダ	Quest	ガス化(水素製造)	滞水層	2015
		Alberta Carbon Trunk Line with Agrium CO ₂ Stream	工業的分離(化学肥料)	EOR	2015
		Alberta Carbon Trunk Line with North West Sturgeon Refinery	石油精製	EOR	2017
	豪州	Gorgon	天然ガス精製	滞水層	2016
	サウジアラビア	Uthmaniyah CO ₂ -EOR	天然ガス精製	EOR	2015
アラブ首長国	Abu Dhabi	鉄鋼	EOR	2017	

所は、褐炭を燃料とする発電所で6ユニットのうちの第3ユニットにCO₂の回収設備が追設されている。回収方式は排ガスからCO₂を回収する燃焼後回収であり、アミン吸収液を用いた化学吸収法が採用されている。燃焼後の排ガス（排ガス中CO₂濃度12%）は、アミン吸収液でSO₂を回収した後、CO₂が回収される。アミン吸収液と排ガスを混合させる吸収塔の高さは約55mである。第3ユニットの発電端出力は139MWで送電端出力は110MWである。出力の低下は、SO₂およびCO₂の回収、CO₂圧縮、および補器類でのエネルギー消費による。回収されるCO₂の量は年間約100万トンが予定されているが、大部分は近隣のWeyburnにある油田地区におよそ60kmのパイプラインで輸送されEORに利用される⁽³⁾。

Boundary Damプロジェクトが世界に先駆けて商用運用が可能となった要因としては、以下が考えられる。

- ・老朽化によるプラントの更新・廃止の判断時期
- ・サスカチュワン州における電力需要（廃止判断は困難）
- ・カナダにおける火力発電所へのCO₂排出規制の実施（420gCO₂/kWh；2015年7月発効）
- ・天然ガス関連インフラの未整備（天然ガス火力へのシ

フトを選択した場合）

- ・褐炭の安定供給（山元発電）
- ・政府の財政支援(事業費13億ドル、うち連邦政府支援2.4億ドル)
- ・回収CO₂の利用（EOR）、回収SO₂の利用（硫酸）、石炭灰利用、等の副次収入の確保。

建設段階のプロジェクトについては、米国のKemper Countyプロジェクト（燃焼前回収；IGCC）とPetra Novaプロジェクト（燃焼後回収）が2016年の運用を目指している。

日本での回収から貯留までの一貫したプロジェクトとしては、電力各社も出資している日本CCS調査(株)が経済産業省から受託している「二酸化炭素削減技術実証試験事業」がある。この実証試験は、製油所の水素製造装置からCO₂を分離・回収し、年間15～25万トン程度を苫小牧沖の貯留層に圧入するとともに、貯留層や海洋系のモニタリングも実施する予定となっている⁽⁴⁾。

日本において発電部門をCO₂の発生源としたCCSの一貫したプロジェクトは現状では存在しない。一方で、ベンチスケール、パイロットスケールおよび実証スケールでの回収技術の開発に特化したプロジェクトは複数存

在している。例えば、中国電力と電源開発が共同で実施して大崎ケールジェンプロジェクトは、出力規模 17 万 kW 級の実証プラントを用いたプロジェクトである（経済産業省の補助事業；2012 年開始）。第一段階では酸素吹き IGCC、第二段階では CO₂ 分離回収型 IGCC、第三段階では CO₂ 分離回収型 IGFC、の実証を目的としている。平成 28 年度から第一段階の実証運転が開始される予定である⁽⁵⁾。

(2) CCS の関連法規制・政策

CCS の普及促進を目指した各国の法規制あるいは政策は大きく 4 つに分類できる。

- ① 化石燃料燃焼発電プラントを新設することにより CO₂ の大規模発生源が固定されることを回避するための「CCS Ready」
 - ② CO₂ の排出を直接的に抑制する排出基準の設定
 - ③ CCS への投資誘導
 - ④ CCS 実施のための法規制整備
- である。

CCS Ready は、将来の技術的、経済的な見通しが得られた時点で CCS 機能が追設可能なプラントのみを建設許可の対象とする政策である。EU（欧州連合）における CCS の法的枠組みを規定した EU-CCS 指令（2009 年 4 月公布）は、CCS Ready に関する条項を含んでいる（第 33 条）。具体的には、30 万 kW 以上の燃焼プラントの建設許可あるいは運用許可の発行に際して事業者に対し以下の評価を要求するものとなっている。

- ・回収 CO₂ の貯留サイトの利用可能性
- ・輸送施設の技術的・経済的な利用可能性
- ・CO₂ 回収装置の燃焼プラントへの追設の技術的かつ経済的な実行可能性。

英国政府は、EU-CCS 指令への対応として、電気法 36 条のプラント設置手続きに以下に示す CCS Ready の要求を追加している。

- ・将来的な CCS 機能追設のために必要なスペースが確保できることの提示
- ・CCS 追設の技術的・経済的な実行可能性の評価
- ・回収 CO₂ の海底下貯留候補地の提示
- ・貯留候補地への回収 CO₂ 輸送に関する技術的な実行可能性の評価
- ・CCS Ready 状態維持に関する報告書の主管当局への

提出、等々

英国では、2009 年の法制化以降に複数件の天然ガス複合発電（NGCC）プラントが上記条件を満足し認可を受けている。CCS Ready 政策は将来的な CCS 実施を想定したものであることから、導入においては、事業者側の投資判断のためにも国の明確な温暖化政策あるいは CCS 政策の構築が必要である。将来的な温暖化政策や CCS の実行可能性が不透明である限り、CCS Ready における要求事項は最小限度に抑えることが合理的である⁽⁶⁾。

カナダでは 2012 年 8 月に、新設および耐用年数に達する石炭火力発電ユニットへの CO₂ 排出基準値の適用が規制化された⁽⁷⁾。排出基準値は 420gCO₂/kWh であり、NGCC の排出性能と同程度であり、石炭火力あるいは老朽火力を、ガス火力、再生可能エネルギー、あるいは、CCS へ移行させる狙いがある。本規制は、2015 年 7 月 1 日からの施行であるが、2015 年までに CCS を導入する予定の新設火力発電ユニットについては、2025 年まで排出基準適用の対象外となる。適用除外申請に際しては、将来的な CCS 実施の見通しを示した経済的な実行可能性の評価として、以下の要求事項が設定してある。

- ・建設コスト、建設資金の調達方法、等の提示
- ・排出基準を満足し得る回収規模、地質学的に適当な貯留サイトへの輸送、および貯留、等の提示

上記は、新設の火力発電ユニットに対して、排出基準の適用除外を選択した場合に CCS Ready が要求されると解釈できる。

米国でも、2015 年 8 月に環境保護局（EPA）がオバマ大統領の気候変動に関するアクションプランに対応して、新設^(註1)、改修（modified）^(註2) および更新（reconstructed）^(註3) の発電施設に対する CO₂ 排出基準を最終決定している⁽⁸⁾。排出基準の対象は、①設置型燃焼タービン（天然ガス燃焼）と②発電用蒸気発生ユニット（石炭燃焼）の 2 種類である。EPA は排出基準を実証済みの技術である最適排出低減技術（BSER; Best System of Emission Reduction、以下、BSER）で達成可能な程度の値として設定している。具体的な排出基準は以下の通りである。

- ① 設置型燃焼タービン（天然ガス燃焼）

【新設および更新】

- ・当該対象のBSERを天然ガス複合サイクル（NGCC）技術とし、すべての容量のベースロードユニットに対して排出基準を1,000 lb CO₂/MWh^(注4)（発電端ベース）とする。

【改修】

- ・パブリックコメント等の意見を参考に、現段階では設定せず。

② 電力用蒸気発生ユニット（石炭燃焼）

【新設】

- ・BSERを最新型の超々臨界圧微粉炭火力ユニットと部分的なCCSの組合せとし、排出基準を1,400 lb CO₂/MWh（発電端ベース）とする。

【改修】

- ・BSERを当該対象の最大性能とし、過去5年間で最大の1時間排出量より10%以上排出が増加する改修に対して、排出基準を2002年から改修までの期間の年間最大性能値とする。10%以下の排出増加に対しては、排出基準を設定しない。

【更新】

- ・BSERを当該対象と同種のユニットの最高効率発電技術とし、排出基準として、熱入力2,000MMBtu^(注5)以上は1,800lbCO₂/MWh（発電端ベース）、未満の場合は2,000 CO₂/MWh（発電端ベース）とする。

EPAは、上記の石炭燃焼発電ユニットの新設に対する排出基準は、超々臨界圧微粉炭火力ユニットからの全CO₂排出量の20%を回収することで達成可能としている。

英国では2011年にエネルギー・気候変動省から電力市場改革（EMR：Electricity Market Reform）の方針が発表された。EMRの目的は、英国のCO₂排出削減目標（2050年80%削減）達成を図りつつ、電力の安定供給確保（再生可能エネルギー、原子力、CCS等を含む）、持続可能な低炭素技術への投資促進、英国経済や国民へのコスト最小・利益最大化、を達成することである。改革達成のメカニズムの一つに差益決済方式（CfD：Contract for Difference）がある。CfDは、電力の平均的な市場価格とCO₂排出の少ない発電設備にあらかじめ設定された電力価格（strike price）との差額を発電事業者を支払うことでCCSを含む低炭素発電技術への投資を誘導するものである⁽⁹⁾。

前出のEU-CCS指令は、世界に先駆けてCO₂を地下に貯留するための法的枠組みを規定したものである。具体的には、安全かつ環境に健全な貯留を行うことを目的に、①CO₂貯留サイトの選定、②事前探査許可、③貯留許可、④運用、閉鎖及び閉鎖後の義務、等を規定している。例えば、貯留サイトの「運用、閉鎖及び閉鎖後の義務」については、貯留CO₂の許容基準・測定・モニタリングおよび検証の実施、事業者による報告と当局の査察、漏洩の場合のリスクアセスメント、閉鎖後の責任及び責任委譲、貯留サイト管理のための財源保障と財源メカニズム、等々の内容を含んでいる。

日本においては、「Cool Earth－エネルギー革新技術計画－」（平成20年経済産業省）が発表され、CCSの実用化に向けて早期に大規模実証試験を実施する方針が示された。平成22年閣議決定の「エネルギー基本計画」の改定では、CCS技術の確立や今後計画される石炭火力の新増設の際のCCS Ready導入の検討が明示されている。これらの事項は、平成26年の「エネルギー基本計画」の改定でも引き継がれている。

日本のCCSに関する法整備については、陸上で発生した廃棄物等の船舶からの投棄による海洋汚染の防止を定めたロンドン条約96年議定書（2006年発効）の改定に伴う国内担保措置である「海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律（海洋汚染防止法）の一部改正に関する法律」（2007年公布）が唯一である。ロンドン条約96年議定書の改定では、投棄可能な廃棄物等として「二酸化炭素を隔離するための二酸化炭素の回収過程から生ずる二酸化炭素を含んだガス」が追加された。これに従って、日本でも海洋汚染防止法の改正により、二酸化炭素の海底下廃棄に関わる許可制度が創設され、許可を受けた場合には二酸化炭素の海底下貯留が可能となった。改正法の骨子は以下の通り、

- ・廃棄物の海底下廃棄の原則禁止
- ・CO₂の海底下廃棄に係る許可制度の創設

注1）新設：2014年1月8日以降に建設が開始されたプラント
 注2）改修：既設プラントに対する大気汚染物質の時間当たりの最大排出量の増加を伴い物理的あるいは運用上の変更が行われるプラント。2014年6月18日以降の改修に適用。
 注3）更新：更新部分が、最終的な施設全体の新規相当の資本コストの50%を超えるプラント。2014年6月18日以降の更新に適用。
 注4）lb：ポンド。1lb ≒ 0.453kg
 注5）MMBtu：百万 Btu

- ・許可の申請主体は CCS 及びその監視を的確に実施できる事業者
- ・許可発給に当たって国民の意見提出の機会確保
- ・CO₂ 貯留地点の適切な選択
- ・海洋環境への影響の恐れが生じた場合の適切な措置実施等である⁽¹⁰⁾。

3-3-2 CO₂ 回収技術

(1) 回収技術の概要

発電プラントから CO₂ を回収するための手法は大きく、燃焼前回収、燃焼後回収、酸素燃焼、の3種類に分類される。それぞれのシステムの概要については、3-2-2(2)節を参照されたい。

(2) 電中研における研究開発

電中研では、1991年から1995年まで CO₂ の回収規模 3t-CO₂/日のパイロットプラントを設置し(図 3-3-2-1)、運転特性、吸収液の劣化、所要エネルギー、等々の評価を実施している⁽¹⁾。回収方式にはアミン吸収液(MEA)を用いた化学吸収法が採用されていた。

現在は、排ガスを石炭ガス化炉およびガスタービンでリサイクルする新しいコンセプトの CO₂ 回収型高効率 IGCC の開発を進めている。CO₂ が排ガスの主成分となり、CO₂ 分離装置が不要で効率低下を抑えることが期待できるものである。詳細については、3-2-2(2)節を参照されたい。

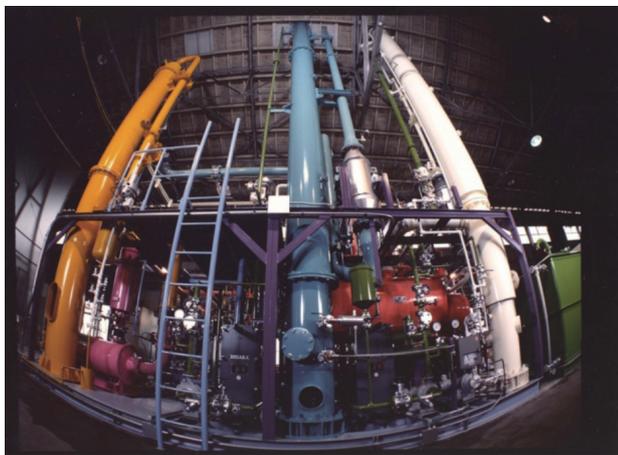


図 3-3-2-1 電中研の CO₂ 回収実験装置の外観

3-3-3 CO₂ 貯留技術

(1) 貯留技術の概要

CO₂ の大気への放出を削減するには、排出源などから回収された CO₂ を地中に貯留したり海洋中に隔離する必要がある。

海洋中への CO₂ の隔離については、当研究所では 1989 年頃から研究に着手し、1991 年からは資源エネルギー庁からの受託研究や研究開発法人新エネルギー・産業技術総合研究機構(NEDO)の「CO₂ 海洋隔離環境影響予測技術開発」における CO₂ の海域注入実験への参加を行ったほか、溶解型海洋隔離の技術的方策として船による希釈放流方式の提案などを行ってきた⁽¹⁾。しかし、2006 年 3 月に発効したロンドン条約 96 年議定書で、海洋投棄しても良いものに CO₂ が含まれなかったため、海洋中は CO₂ の隔離場所として選べなくなり、現状では CO₂ の地中への貯留が主体となっている。

CO₂ は常温常圧では気体であるが、圧力や温度条件により液体や超臨界状態(温度約 31℃ 以上、圧力 7.4MPa 以上)になり、容積が数十分の 1 になる。地下約 800m 以深(水圧 8MPa 以上)に CO₂ を圧入すると、温度は 31℃ 以上になることが想定され、CO₂ は超臨界状態になり、貯留する CO₂ の容積を小さくすることができる。超臨界状態の CO₂ は水より密度が小さく、粘性が小さいため、地下に圧入された CO₂ は浮力が働き、地表へ向けて移動する可能性がある。したがって、地下に貯留した CO₂ が数百～数千年という長期間にわたり地表に漏れ出さないように、封じ込める仕組みが必要となる。

CO₂ を地下に封じ込める仕組みとして、石油や天然ガスを蓄えている地層の例がある。この地層構造は、背斜構造と呼ばれるお椀を伏せたような構造であり、石油や天然ガスを蓄える空隙の大きな地層(貯留層)の上に石油や天然ガスが地上に漏れ出さないように閉じこめるための地層(遮蔽層)があり、水より軽い石油成分や天然ガスが地上に漏れ出さずに何億年も地下に蓄えられている。その他、地下深部の帯水層と呼ばれる水を蓄えた空隙の大きな地層や、石炭層なども上部に水やメタンが漏れ出さないような構造を有しており、封じ込めの効果が期待できる⁽²⁾。

欧米などの石油や天然ガス開発地域では、生産が終わったこれらの貯留層に CO₂ を貯留したり、生産が

弱くなった石油や天然ガス貯留層にCO₂を圧入したりすることにより生産量を増やす石油増進回収技術(Enhanced Oil Recovery, EOR)としてCO₂の地中貯留が事業として実施されている⁽²⁾。

例えば、カナダのサスカチュワン州のワイバーンでは、2000年より米国ノースダコタ州の石炭ガス化炉で回収されたCO₂を、年間100万トン規模で石油の生産層に圧入し、石油の増産に活用しているほか、石油層に残されたCO₂は貯留されたものと評価している⁽³⁾。最近では、2014年にカナダのBoundary Dam石炭火力発電所で回収されたCO₂をワイバーンの石油層に圧入し、世界で初めての火力発電所からのCO₂放出削減の商業化プラントとなっている⁽⁴⁾。

一方、ノルウェーでは北海油田において、石油に随伴してくるCO₂を分離回収して、油田の上部にある帯水層へ圧入している。このプロジェクトは1996年から開始され、年間100万トン規模の圧入を既に20年近くも継続している。驚くことに、年間100万トンのCO₂圧入を1本の坑井で行っている。また、このプロジェクトでは帯水層中に圧入したCO₂の挙動を弾性波反射法などによりモニタリングしており、圧入によりCO₂の分布範囲が広がっている様子などが確認されている⁽⁵⁾。

我が国においては、公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE)により、CO₂を地中に長期的に安定かつ安全に貯留する技術を確立することを目的とした実験が経済産業省の補助事業として実施された⁽⁶⁾。この実験では2003年7月から2005年1月にかけて新潟県長岡市岩野原で、深度約1,100mの帯水層に合計約1万トンのCO₂が圧入された。この圧入試験は陸域にある既存の天然ガス生産基地で実施され、圧入井とともにその周囲に3本の観測井が掘削された。これらの観測井を利用して、物理検層および坑井間の弾性波トモグラフィーによる地下の物性データの取得が行われ、帯水層でのCO₂の挙動の把握が試みられた。また、日本の地質構造の特性を考慮したCO₂長期予測シミュレータが開発され、それにより圧入されたCO₂が1000年にわたり安全に貯留できると評価されている。CO₂の圧入停止後も継続してモニタリングが続けられ、貯留したCO₂がほとんど動かずにいることや地下深部の圧入箇所周辺での地下水の変化などが観測されている⁽⁶⁾。

その後、2008年から経済産業省の委託事業・補助事

業として、日本CCS調査(株)が国内におけるCCS実証試験の実施に向けた国内候補地点の地質調査等を実施し、候補地点として苫小牧沖地点、勿来・いわき沖地点、北九州地点の3地点の調査が行われた結果、苫小牧沖における実証試験が進められることとなった。苫小牧地区の商業運転中の2箇所の製油所で分離回収されたCO₂を、年間10万トン以上の規模で圧入基地から深度1,100m～1,200mおよび2,400～3,000mの2層に傾斜抗井により圧入される計画である。この計画では、2016年から3年間CO₂を圧入し、圧入終了後のモニタリングを2年間行う予定である⁽⁷⁾。

北米の大陸でのCO₂地中貯留に対して、わが国や英国では海域の地下へのCO₂貯留の実施の可能性が高い。海域の地下にCO₂を圧入した場合、圧入作業中や圧入後に万一CO₂が海域に漏れ出した場合の環境への影響について事前に検討しておく必要がある。英国ではわが国も協力して、浅海域でのCO₂放出実験(QICSプロジェクト)が行われた。この実験では、水深10m程度の海底の地下12mの深さからCO₂を60日間で4.2トン放出させ、これによる海底面や海洋中の環境への影響を調べた。この結果によると、CO₂による影響はCO₂が海底面に漏れ出している極一部の浅い地中(数cm)に限られ、CO₂放出停止後1週間ほどでその影響はなくなったと報告されている⁽⁸⁾。より大量のCO₂がより長期にわたり放出されると影響も大きくなる可能性もあるが、万一CO₂の漏洩が生じても早めに対策を取れば影響を少なくすることが可能なことを示していると思われる。

(2) 電中研における研究開発

CO₂の地中貯留に関しては既に欧米などでは石油や天然ガスの増産回収(EOR)において、CO₂の貯留が商業化されているところもあるが、わが国においてはこのような地点が少ない。そこで、当研究所ではわが国の地質構造の特徴を考慮したCO₂貯留可能性について検討および必要な技術開発を進めている(図3-3-3-1)^{(9),(10)}。

我が国では火力発電所、製鉄所、石油精製プラントなどCO₂排出源の多くが沿岸域に位置しており、輸送コストを考慮すると、貯留する場所はこれらのプラントの近くが望ましい。しかし、このような地域の近傍では背斜構造はあまり見られず、海へ向かって緩く傾斜した地層が多い。このような地域の地質が水を蓄えている間隙

の大きな地層（帯水層）と、その上部の水を通しにくい地層（遮蔽層）で構成されていれば、CO₂の貯留が可能と考えられる。

当研究所では我が国のこのようなCO₂排出源の分布や地質的特徴を踏まえて、CO₂の地中貯留に関する課題の抽出と、貯留に関わる基礎的な現象の把握および技術開発を進めている。そして、これまで我が国のCO₂排出源近傍の地質構造の評価や、CO₂貯留の可能性および貯留可能量の評価を行うための①サイト評価技術、地下に圧入したCO₂の挙動や分布範囲の予測を行う②挙動評価・予測技術、CO₂の圧入前後および圧入中の分布範囲を地上から計測し経時変化を評価する③モニタリング技術、長期間にわたって安全な貯留法と考えられる④CO₂の鉱物化に関する現象の解明、海底付近でのCO₂による⑤環境影響評価技術の開発、わが国のCO₂排出源の分布などを基に海外のパイプラインに替わるCO₂輸送手段として⑥船舶輸送の検討などを実施してきた。

① サイト評価技術

サイト評価技術に関しては、これまで火力発電所などの近傍における地質構造の概略や、貯留候補地選定および貯留可能量の評価フローの提案を行った。国内外のCO₂貯留候補地の特徴の比較検討から、我が国のCO₂貯留候補地を評価した。また、オーストラリアのCO₂

貯留プロジェクトである ZeroGen との共同研究により、ZeroGen の貯留候補地における地質モデルの構築に貯留候補地選定の評価フローを適用した。さらに、最近では台湾電力総合研究所（TPRI）との共同研究により、台湾での大規模CO₂地中貯留実証実験に参加し、現地で掘削された深さ3,000mの坑井から得られたコア試料をはじめ検層結果や実験場周辺の物理探査結果などを総合評価し、地下モデルの構築を図っている⁽¹¹⁾。

② 挙動予測

CO₂の地中での挙動予測技術については、これまで挙動予測のための数値シミュレーションコードの導入を図り、室内実験装置を用いたCO₂の流動特性評価のためのコア試料の相対浸透率の評価技術を開発した。開発した手法の実用性の確認や高度化を図るために、米国 Battel Memorial 研究所との共同研究により、オハイオ州マウンテンア石炭火力発電所で計画された大規模CO₂地中貯留実証実験の候補地⁽¹²⁾や、オーストラリアのクイーンズランド州で計画された ZeroGen プロジェクト⁽¹³⁾によるCO₂貯留候補地（次ページの図3-3-3-2、図3-3-3-3）を対象として、大規模にCO₂を貯留した場合（年間200万トンを20年）のCO₂の浸透範囲の予測を行った（次ページの図3-3-3-4）⁽¹⁴⁾。残念ながら、いずれのプロジェクトも計画見直しによりCO₂の圧入には至らなかった。

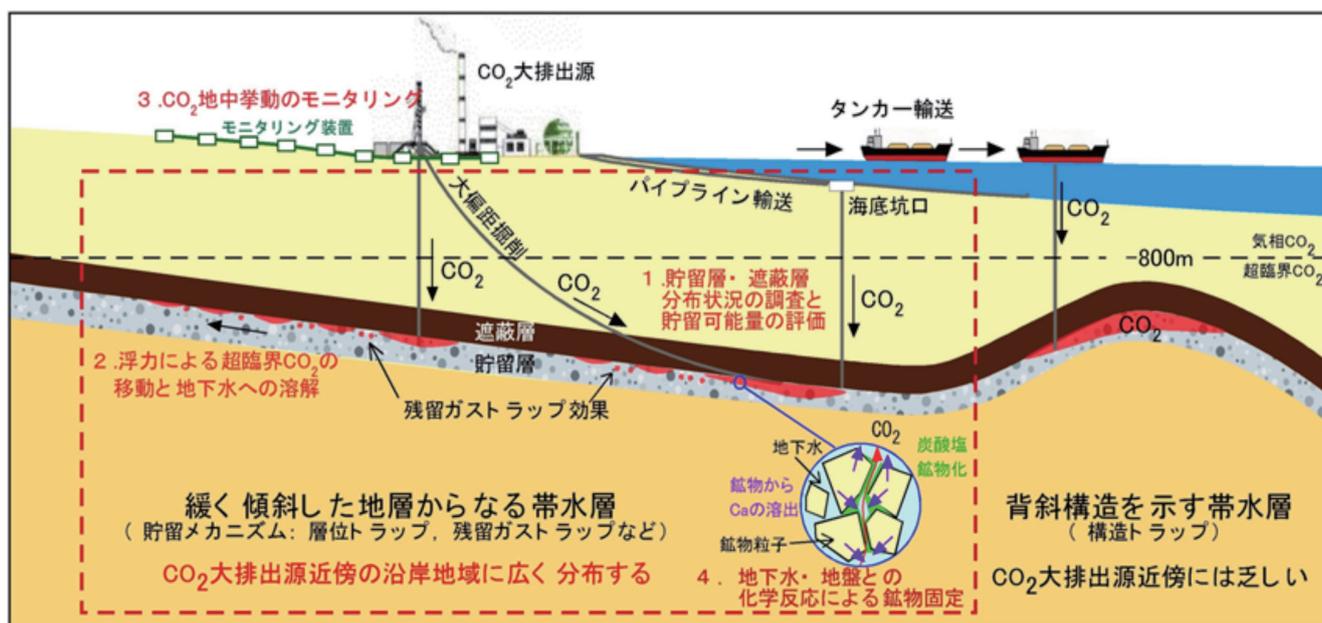


図 3-3-3-1 CO₂地中貯留の概念と当所の研究課題

そこで、最近台湾における大規模 CO₂ 地中貯留実験において、①で構築した地下の水理・地質構造モデルを用いた数値シミュレーションにより、年間 100 万トン規模の CO₂ 圧入時の挙動や貯留範囲の予測を行い、現地計測結果との比較から手法の高度化を図っている⁽¹⁵⁾。

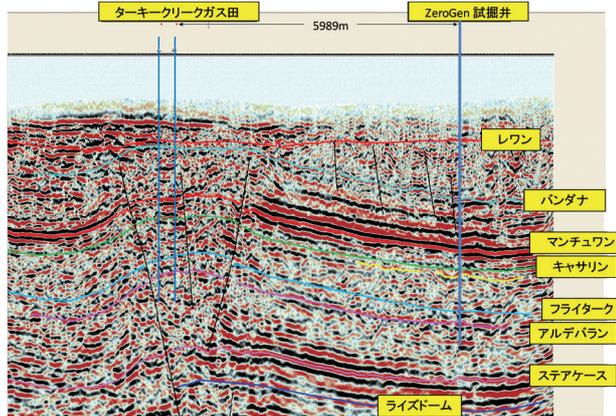


図 3-3-3-2 オーストラリア ZeroGen プロジェクトにおける弾性波反射法による地下構造の評価結果

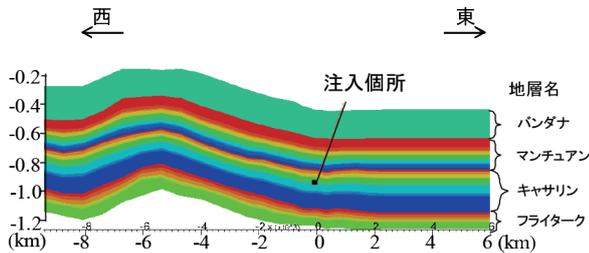


図 3-3-3-3 ZeroGen プロジェクトにおける弾性波反射法結果や調査坑井の検層結果などを基に構築した貯留層および遮蔽層の地下モデル

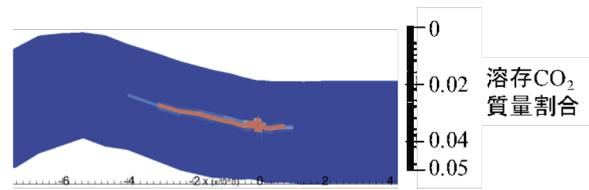


図 3-3-3-4 ZeroGen プロジェクトで CO₂ を年間 100 万トンで 30 年間圧入したときの CO₂ の分布範囲の予測結果

③ モニタリング

CO₂ のモニタリングについては、弾性波探査をはじめ電気探査、電磁探査、重力探査等各種の探査法の適用性について検討し、室内実験装置を用いてコア試料に液相、気相、超臨界の CO₂ を圧入した場合の物性値（電気比抵抗、弾性波速度・振幅など）の変化の基本的な現

象を把握した。また、これらの基本的な現象の汎用性を確認するため、透水性や化学成分の異なる種々の岩石サンプルを利用して、物性値の変化を調べた。これらの調査の結果、本格的な現場での CO₂ 圧入時における簡便で低コストなモニタリング手法として電磁探査法の適用について検討を進め⁽¹⁶⁾、台湾での大規模 CO₂ 地中貯留実証実験サイトにおいて電磁探査（CSAMT 法）による深さ 1,000m 程度までの地下比抵抗構造の計測に関する予備計測を実施し、今後深さ 3,000m を目標とした電磁探査法の適用を進める予定である。さらに、CO₂ の貯留作業中や貯留後に、万一海洋中に CO₂ が漏出した場合の検出のための観測システムを提案した⁽¹⁷⁾。これに関しては、英国スコットランドの西海岸で実施された浅海域での CO₂ 放出実験（QICS プロジェクト）に参加し、海底下での CO₂ 放出時の挙動予測と、海底面に電極を設置した電気探査（自然電位法と比抵抗法）を実施し、電気探査による CO₂ モニタリングの可能性を検討中である。

④ CO₂ の鉱物固定に関する検討

安全な CO₂ の貯留技術として、地下に圧入した CO₂ が地層水に溶解し、岩石と化学反応することにより、安定した炭酸塩鉱物として貯留される可能性について、CO₂ 溶解水と岩石との反応、および CO₂ の鉱物化による地層の透水性への影響に関する現場実験を実施した。一般には地下に圧入した CO₂ の鉱物化には数百年から数千年のオーダーの時間が掛かると想定されているが、圧入する地層の温度が高ければ岩盤との反応が加速されることが知られている。当研究所では、秋田県湯沢市に設けた実験場にある深さ 1,000m で温度 230℃ の岩盤に CO₂ を溶解させた水を圧入し、CO₂ 溶解水と岩盤との反応について調べた。その結果、CO₂ 溶解水の圧入によりカルシウム濃度が一時的に高まり、その後減少すると共に、CO₂ 溶解水と共に坑井内に降下させた方解石サンプルの表面の炭酸カルシウムの結晶が 1 時間で数 μm 成長することが確認された⁽¹⁸⁾。

⑤ 海洋中環境影響評価

我が国では大規模 CO₂ 排出源が沿岸域に多く位置することから、CO₂ の貯留候補地も海域の地中となる可能性が高い。この場合、CO₂ の輸送、貯留作業中、およ

び貯留後に万一 CO₂ が海洋中に漏出した場合の環境への影響評価手法を開発しておく必要がある。当所では IPCC の報告を参考に CO₂ の漏洩シナリオを検討し、海洋中での挙動評価技術として開発し、前述の QICS プロジェクトへの参加などを通して、開発した技術の実用化を進めている。

⑥ CO₂ の船舶輸送の検討

回収した CO₂ を貯留する場所まで輸送する手段としては、欧米ではパイプラインによる輸送が実用化しているが、我が国においては土地の価格や、輸送ルート周辺の住民の了解など実施においては課題が多い。そこで、当研究所では東京大学との共同研究により、船舶による輸送について検討し、CO₂ 圧入設備を搭載したタンカーによる輸送を提案した⁽¹⁹⁾。この案では、沿岸域で回収された CO₂ はタンカーで沖合まで輸送され、特殊なパイプにより海底下に掘削された坑井を通して地中の石油層や帯水層に圧入される。このパイプは CO₂ の圧入時以外は海底面に横たわっており、CO₂ タンカーが到着したとき、海上に引き上げられる。これにより海洋上での作業の安全性が図られる。

3-3-4 CCS 導入に係る諸リスク

(1) CCS 導入コストの概要

温暖化対策技術としての CCS に対する期待の一方で、実際の普及については期待通りに進んでいないのが現状である。CCS 機能を付加することによるコスト増加は主要な普及障壁の一つである。近年、大規模実証プロジェクトへの展開に進展がみられなかった欧州では、コスト削減のために、輸送パイプラインと貯留サイトを共有する CCS のハブクラスター化や回収 CO₂ を EOR に利用する事業スキームが指向されている。当初、普及ドライバーとして期待されていた EU 排出枠取引は CO₂ 価格が低迷しており経済的なインセンティブとしては機能していない。これまでに、CCS の経済性に関して多くの報告がなされているが、一例として、豪州の GCCSI (Global CCS Institute) が実施したコスト評価結果^{(1),(2)} を紹介する。

GCCSI は、可能な限り公開されたデータを利用し、より一般性があり技術間の比較が可能な方法で評価を

行っている。評価対象の発電技術としては燃焼前回収として IGCC、燃焼後回収として超臨界圧(微粉炭燃焼(PC: Pluverised Combustion))、超々臨界圧 (USC)、天然ガス複合発電 (NGCC)、および酸素燃焼 (Oxy-USC) である。それぞれの発電プラントの正味出力は 55 万 kW 程度 (稼働率 85%)、CO₂ の回収率は 90% で、年間約 300 万トンの回収 CO₂ が陸域パイプラインで 100km 輸送され、陸域の深度 1,700m の帯水層に貯留されるとの想定である。運用期間を 30 年とした場合の各発電技術の平準化発電コスト^(注1) の評価結果を図 3-3-4-1 (a) に示す。CCS を付加しない想定とともに示してある。ちなみに、酸素燃焼 (Oxy-USC) については CO₂ 回収を前提とした技術のため、付加しない想定の結果は示されていない。CCS を付加しない場合は、USC のコストが最も低く、次に PC となっている。CCS を付加した場合は Oxy-USC が最も低い値を示しているが、酸素燃焼発電についてはこれまでに商用規模での運用例はない。CCS を付加した場合にコストの増加率については、IGCC が最も低くなっている。これは、CO₂ 回収に必要な付加プロセスが他に比較して少ないためである。図 3-3-4-1 (b) には、平準化発電コストの増分における回収、輸送、貯

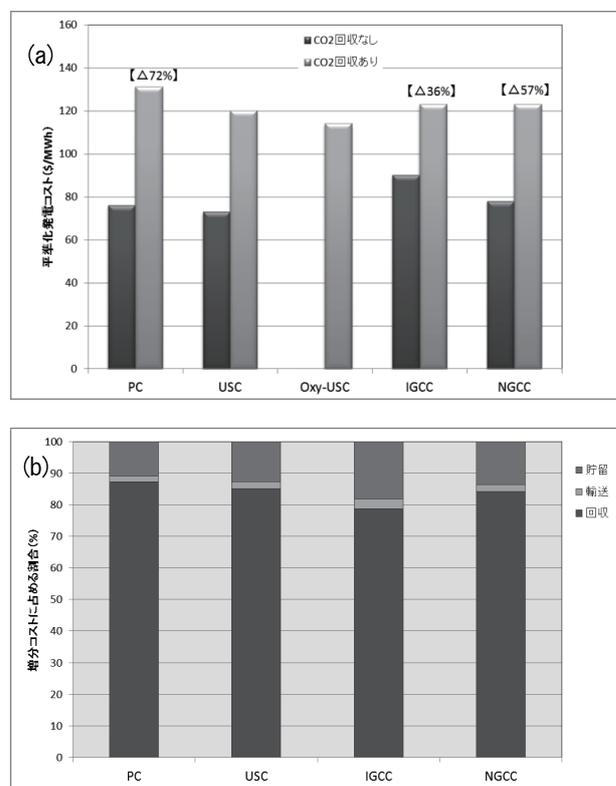


図 3-3-4-1 (a) 発電技術毎の発電コストと (b) 増分コストの割合

留の各プロセスの寄与割合を示す。8割以上が回収に伴う増加となっている。

表 3-3-4-1 には、CCS のコスト評価の際に各プロセスおよび全プロセス（クロスカッティング）において考慮すべき不確定要素を示す。回収プロセスについては、それぞれの発電技術の成熟度に応じたコスト増分のリスクを想定する必要がある。輸送プロセスについては、輸送方法や輸送場所等によってコストが大きく変わる可能性がある。例えば、日本での CCS を想定した場合、貯留に適した地層の多くは海域に存在するため、海域におけるパイプライン輸送が有力なオプションとなる。海域パイプラインの資本コストは陸域パイプラインと比較して2倍程度となり、運用コストは1.5倍程度になるとの試算もある⁽³⁾。貯留プロセスについては、貯留方法や貯留場所とともに、貯留サイトの選定および評価に係るコスト（finding cost）の不確実性が大きいとされる。貯留サイトの選定は、事業実施判断の最も重要なプロセスであることから、係るコストと将来的なリスクはトレードオフの関係にある。将来的リスク低減のためには、候補サイト数を増やすことが必要になるが、その分、評価に掛かるコストが上昇することになる。

CCS 導入の議論においては、さまざまな不確実性があることを認識した上で、他の低炭素電源との比較等を

注1) 平準化発電コスト：発電プラントの運用期間中に掛かる設備費や運用費等の全コストを運用期間中の発電電力量で割ったもの。

表 3-3-4-1 CCS に係るコストの不確実

プロセス	不確定要素
回収	<ul style="list-style-type: none"> 採用発電(回収)技術 技術の成熟度 燃料費
輸送	<ul style="list-style-type: none"> 輸送方法 輸送場所 輸送距離 輸送量
貯留	<ul style="list-style-type: none"> サイト選定・評価 貯留方法 貯留場所(陸域・海域) 貯留層特性 サイト閉鎖後の義務
クロスカッティング	<ul style="list-style-type: none"> 実施地域(材料費、設備費) 労働費 政策支援 CO₂価格

解釈することが重要である。

(2) 温暖化対策技術としての CCS の評価^{(4),(5)}

CCS は CO₂ 大幅削減技術として注目されているが、CCS 技術導入可否を議論する際には、温暖化対策だけでなく、それ以外の様々な環境・健康リスクとのトレードオフを予め考慮しておく必要がある。また、実施意義の妥当性判断には、他の低炭素技術とも比較検討し、CCS 技術の相対的な位置づけを把握する知見が重要である。そこで、将来的に我が国の火力発電に CCS 技術導入することを想定した条件にて、CCS 導入によるライフサイクル環境影響を網羅的に評価し、他の技術とも比較した。

評価シナリオは、超々臨界圧微粉炭火力発電を基準技術とし、それに CCS を付加した2つのシナリオを設定した（CO₂ 輸送方法：海底パイプラインまたは船舶の2通り）（図 3-3-4-2）。CO₂ 回収方法はアミン系吸収液（MEA）を用いた燃焼後回収、MEA 劣化に伴う NH₃ 排出と MEA 製造時排出される有害化学物質は理論最大値を使用した。貯留段階での CO₂ 漏洩による影響は評価対象外とした。

評価方法は、LCA（Life Cycle Assessment）ソフトウェア（MiLCA ver.1.1.110）を用いたインベントリ分析、および LIME2 手法を用い、11 影響領域（地球温暖化、鉱物資源消費、酸性化、廃棄物、光化学オキシダント、富栄養化、人間毒性、生態毒性、化石資源消費、都市域大気汚染、土地改変）別に特性化評価を行った。機能単位は送電端 1kWh の発電とした。

インベントリ分析の結果、CCS シナリオにおける CO₂ 排出量は、CO₂ 回収段階で 90% 減少するが、他のプロセスでのエネルギー使用量が増加するため、全体としては基準技術に比べて 71～80% 減であった。CCS 付加により生じる環境負荷物質として、MEA 製造時の酸化エチレンと NH₃ の大気排出、COD と全窒素の水系排出が増加した。CO₂ 回収段階では、吸収塔からの NH₃ と微量の MEA、MEA 廃棄物の焼却に伴う NO_x、SO₂ などの大気排出量も増加した。

以上のデータに基づき特性化評価を行った結果、CCS 導入により地球温暖化への影響は軽減するが、他の環境・健康影響カテゴリは増加した。プロセス別で見ると、CO₂ 回収段階と MEA 製造段階の寄与が大きかった（図

3-3-4-3)。これは、前者の場合、MEA 劣化由来の NH₃ による土壤酸性化および富栄養化、後者の場合、酸化エチレンによる人間毒性と水系廃棄物由来の富栄養化への寄与が大きいためである。

次に、単位発電量当たりの特性化影響量を、他の低炭素技術間の基準技術と相対比較した結果、今回のシナリオ条件では、地球温暖化以外の影響領域で増減の両面が見られ、その程度は技術間で異なることが明らかとなった。例えば、太陽光発電では、土地改変面積・鉱物資源消費・富栄養化・廃棄物の特性化影響量が相対的に大きく、それ以外の影響量は小さかった。地熱発電は、影響領域全般において小さいことが示された（図 3-3-4-4）。

以上より、CCS 技術のライフサイクルという視点では、地球温暖化以外の国内の環境リスクが増加するため、CO₂ 回収方法など要素技術の改善や最適化の必要性が示唆された。今後、環境面以外の指標についても分析した上で、総合的に評価していく必要がある。

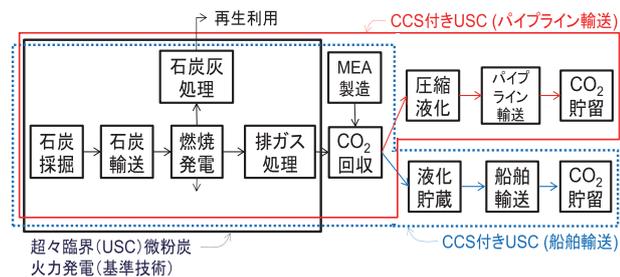


図 3-3-4-2 超々臨界圧 (USC) 微粉炭火力発電および CCS シナリオの評価範囲⁽⁴⁾

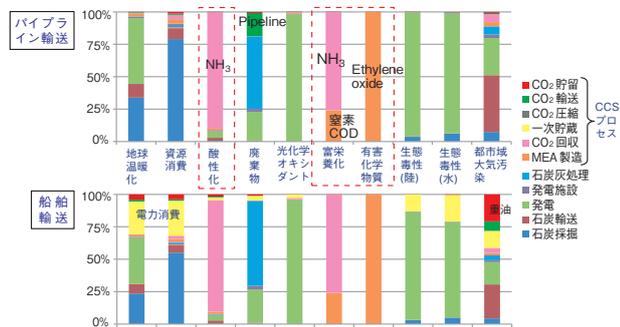


図 3-3-4-3 CCS シナリオにおける特性化評価結果⁽⁴⁾

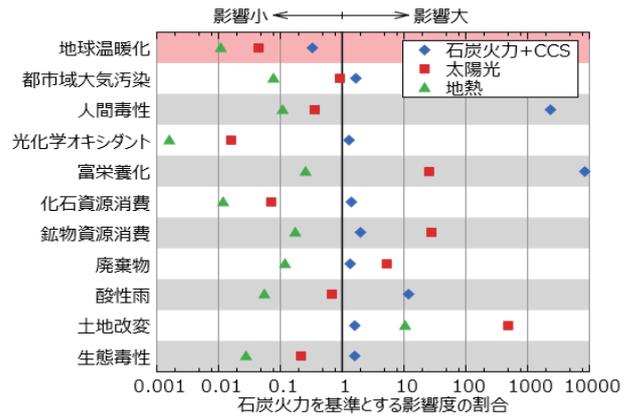


図 3-3-4-4 CCS、太陽光発電、地熱発電における特性化評価の相対比較⁽⁴⁾

(3) 社会的受容性の現状

今後、我が国において CCS 事業を実施することになる場合、CO₂ 輸送ルート、貯留地周辺に関わる利害調整、貯留後の CO₂ 漏洩リスク対策・管理など、社会的受容性が大きな課題となりうる。

これまで海外で先行する CCS プロジェクトでは、地元住民など利害関係者の反対により中止・遅延した例が複数見受けられる。例えばオランダの Barendrecht プロジェクトは小規模の CCS 実証プロジェクトであったが、自治体と貯留予定地域住民の強い反対により中止に至った⁽⁶⁾。その主な要因は、早い段階からの住民参加プロセスがなく、関係者間の信頼関係が構築されなかったこと、CCS 要素技術の多様性がなく、居住地に近い貯留候補地が決定済みで変更余地がない上に、貯留に関する科学的な情報も信頼されず住民のリスク認知が高かったこと、地元便益がなかったこと等であった。

豪州の場合、環境影響評価 (EIA) 手続きにおいて、事業計画の早い段階からの情報公開や住民意見の反映など住民参加プロセスが定着している。EIA の評価項目には、環境・社会・経済影響、リスク分析など広範囲な科学的知見が要求されており、我が国と比べると地元の理解向上や事業者との信頼関係構築に資する仕組みが整っている（次ページの図 3-3-4-5）。例えば ZeroGen プロジェクトの場合、経済的理由で中止となってしまったが、受容性という点で見ると、利害関係者とのコミュニケーションを事業戦略の一環として重要な位置づけとし、事業者が自発的に地元との信頼関係を継続的に構築した成功事例といえる⁽⁷⁾。

一方、我が国では、CCS に対する認知度自体が極め

で低い状況にある。これまで当研究所が実施した一般市民を対象としたアンケート調査（2010年3月、2011年3月、2013年2-3月、2015年3月）において、CCSに対する認知度（「知っている」「良く知っている人に説明できる」と回答した人）はいずれも10%未満であり^{(8),(9)}、東日本大震災前後における認知度の変化は見られなかった。その保有知識を調べてみると、例えば「安全な容器に入れて地下深くに埋める（誤答）」を選択した人が2割程度おり、必ずしも正しい情報を理解しているとは限らなかった⁽⁹⁾。従って、現状ではCCSに関する情報は殆ど普及しておらず、具体的なイメージを保持している人は少ない状況にある。このため、CCSを実施する場合は、誤解や過剰な不安・期待が生じないよう、慎重な情報提供の戦略による理解向上が重要である。

東日本大震災後、原子力発電だけでなく、火力発電に対する人々の意識に変化が見られた^{(8),(9)}。火力発電の認知度に関わらず、今後の導入意向は「どちらともいえない」人が増え、賛否が分かれた（図3-3-4-6）。加えて、我が国の電源構成の現状に対する認知度も低く、現在、原子力発電の割合が0%、火力が約90%であることを認識している人は少ない。

従って、火力発電へのCCS付加を議論する際、温暖化対策としてのCCSの導入意義やリスク管理だけでなく、我が国における電源構成の現状、火力発電の意義情報に対する理解向上が必須である。再生可能エネルギー技術に対する人々の受容性はいずれも高いため、温暖化対策技術としての選択肢の中でのCCSの優先度や重要度、費用対効果など十分な説明が重要と考えられる。

評価項目	豪州	日本
主な関連法	EPBC Act (1999～連邦政府)と各州政府の法律だが、主に州政府の法律に従う(クイーンズランド州の場合 SDPWO Act (1974～))	環境影響評価法 (1999～)
環境影響評価の目的	事業の環境・社会経済に関する潜在的な悪影響・便益評価/事業内容とその影響の公衆への周知/悪影響の最小化等	事業の環境保全への配慮、公害の未然防止、持続可能な社会の構築
スクリーニング(対象事業の判定)	事業内容に応じて連邦政府・州政府により判定	対象13業種のうち、規模・内容により許認可権者が判定
評価項目	環境影響、社会的影響	環境影響
スコーピング	事業内容によりプロセスが異なる。方法書案は担当局が作成 → 公表、縦覧 → 国民、諮問機関の意見を踏まえ決定し、事業者に要求	事業者が方法書案の作成 → 公表、縦覧 → 国民・知事意見を踏まえ決定
住民参加	方法書、準備書、評価書、それに対する意見、その他の関連文書を住民に公開しなければならない。住民は、スクリーニング、方法書、準備書、評価書に対する各意見提出期間など、あらゆる機会に意見提出が可能	方法書、準備書、評価書を住民が縦覧できるように規定する。住民は方法書、準備書には意見書を提出し、準備書の記載事項を周知させるための説明会に参加することができる
パブリックコメントの期間	プロセスにより異なるが、各10-40営業日	公告・縦覧・説明会・パブリックコメント等の期間は各1.5ヶ月

注記: * 許認可をする者の他、補助金交付の決定者、独立行政法人の監督をする府省、直轄事業を行う府省が含まれる。

図 3-3-4-5 日豪における EIA 手続きの比較⁽⁷⁾

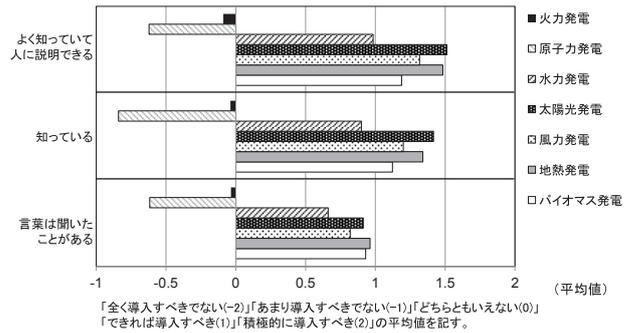


図 3-3-4-6 各発電技術に対する今後の導入意向（自己評価の認知度別）⁽⁹⁾

3-4 再生可能エネルギー利用技術

3-4-1 太陽光発電大量導入に対応する電力系統運用技術

地球温暖化対策の一環として、2003年から再生可能エネルギー（再エネ）の導入が推進され、東日本大震災以降、さらなる再エネの普及拡大を目的として2012年に固定価格買取制度（FIT）が導入された。これにより、太陽光発電（PV）の導入量が急増している。国では2030年までに6400万kWを導入し、電源構成として、7%を賄うことを目標にしている。

PVは気象条件に影響を受けやすく発電出力が不安定であるとともに、配電系統や送電系統に分散して連系される。これらにより、配電系統では電圧管理や事故時復旧に影響を与える可能性がある。また、系統全体で余剰電力が発生したり、需給・周波数調整力に影響を与える可能性がある。さらに、同期化力や慣性力をもたないパワーコンディショナーを介して連系されるため、系統事故時における系統の安定性に影響を与える可能性もある。

このため、将来にわたり、電力系統と調和の取れた円滑な導入を図って行くため、このような各種の問題を抑制・回避するための系統運用・制御技術について研究開発を行っている。

(1) センサ情報による配電線の太陽光発電出力推定手法 a. 配電線事故復旧への影響

事故で配電線への供給が停止した場合、安全確保のためPVも停止する。その後健全区間に送電するため供給

停止直前のPV出力を含んだ配電線潮流を基に系統切替し、他回線から融通すると、融通後、PVは直ぐには起動しないため、大量連系している場合は過負荷や電圧低下といった問題の生じるおそれがある。この問題を回避するためには、配電線に連系したPVの出力をリアルタイムで推定・把握することが必要となる。

b. センサ情報を利用した太陽光発電出力推定手法

現状で電力会社が取得可能な配電線センサ情報、およびPV力率情報を使用した区間単位でのリアルタイムPV出力推定手法を開発した⁽¹⁾。

PVが連系した実配電線の実測データを分析した結果、①配電線から見た負荷の有効電力-無効電力(PQ)平面上の動きは概ね直線状となる、②力率改善コンデンサ(SC)の入切の影響と考えられるもので、同一配電線においてPQ平面上での同直線は複数存在する場合があるが、傾きは概ね一致する傾向にある、③PVも力率一定制御されていれば、PQ平面で直線上を移動する、ことを確認した。以上の特性を勘案し、リアルタイムPV出力推定手法として、以下の方式を考案した。

負荷変動の有効電力成分に対する無効電力成分の比率は、SC容量に依らず概ね一定となる特性に着目し、計測時刻毎に配電線センサから得られる潮流変動ベクトルを負荷変動ベクトルとPV出力変動ベクトルに分解して、PV出力変動の有効電力成分 ΔP_V を推定する(図3-4-1-1)。次いでこれらの推定値を計測時刻毎に積算し、その積算値を最新の計測時刻でのPV出力値とする。

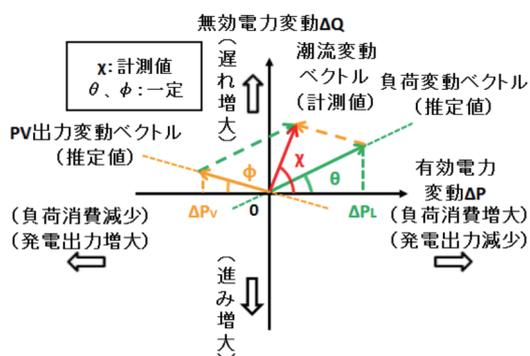


図 3-4-1-1 ベクトル分解の概要 (ΔPΔQ 平面)

考案した手法の精度を実測値との比較により検証した結果、計測した10日間での容量誤差率(=|PV出力推定値-PV出力実測値|/PV定格容量×100[%])の

平均は10%であり、累積度数分布90%値で22%となった。PV出力変動の比較的大きな日の例では、計測誤差の影響が小さくなり、容量誤差率は平均で7%、90%値で13%と精度が向上した(図3-4-1-2)。また、PV力率を90~100%に変化させて確認した結果、容量誤差率はPV力率に依らず概ね一定となった。以上により、提案手法の妥当性を確認した。

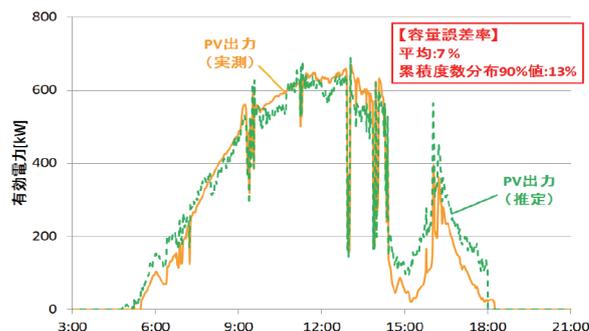


図 3-4-1-2 PV出力推定例 (PV力率90%)

(2) 逆潮流を抑制する需要家機器運転方式

逆潮流に伴う電力系統への様々な影響を回避するための技術として、PVによる需要家からの逆潮流値(もしくはPV出力値)に制限がかかった場合に、需要家所有のヒートポンプ(HP)式給湯機や蓄電池などを運転し、PVの機会損失(出力抑制により失われる電力)を極力低減させる需要家機器運転計画手法を開発した⁽²⁾。本手法は、系統から送られてくる逆潮流制約情報、翌日のPV出力や電力需要パターンの予測に基づき、需要家の利便性に影響を与えないことを条件に、各機器の翌日の運転計画を作成する。また、PV出力、電力・給湯需要各予測の不確実性に対応するため、統計的手法を取り入れて、それぞれ可能性のある複数の予測パターンを作成し、これにより利便性や電気料金に対する予測誤差の影響を最小限に抑えている。

HP式給湯機を用いた本手法の実証試験結果例を次ページの図3-4-1-3に示す。開発方式を太陽すると、HP式給湯機が日中に運転され、逆潮流制約条件(1.5kW)により本来損失となってしまうPV出力電力の一部が有効利用されている。年間を通じて同様の逆潮流制約条件が与えられた場合、発電機会損失を30%程度低減できる見通しを得た。また、予測はずれに伴う利便性、電気料金への影響をさらに抑える蓄電池による予測誤差のり

アルタイム補償方式も開発し、実験とシミュレーションによりその有効性を検証した⁽³⁾。

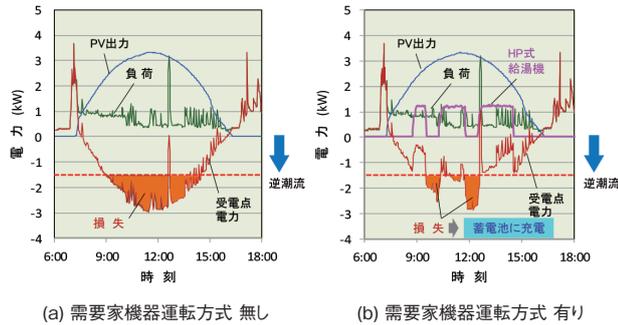


図 3-4-1-3 需要家機器運転方式の実証試験結果

・PV:4kW 級、HP 式給湯機:定格 1.5kW、貯湯槽:370L (沸きあげ:約 3 時間)

(3) 系統周波数維持のための電力貯蔵活用技術

a. 系統周波数維持に関わる課題

PV の大量導入により、真の需要から PV 出力を除いた見かけの需要は、昼間の PV 発電電力の急増により減少するとともに日没後に急増する傾向となる。火力発電機は出力可能な上下限界が決まっているため、昼間の見かけの需要が想定よりも低すぎると、発電機の安定運転に支障が生じる可能性がある。このため、従来以上に、精度の高い需要予測と再エネ出力予測が重要となる。また、PV の出力変動が需要の変動に重畳し変動量が増大することにより、既存の火力発電機等による負荷周波数制御 (LFC: 瞬時瞬時の需給のアンバランス量を解消させる制御) では、系統周波数を適正範囲に維持出来なくなるおそれがある。

b. 電力貯蔵装置を活用した周波数変動抑制制御技術

このような系統周波数の乱れを抑制するためには、既存の火力発電機だけでなく電力貯蔵装置を効果的に活用する方策が考えられる。これに関し当研究所では、沖縄電力が経済産業省の離島独立型系統新エネルギー事業により導入した PV4000kW と電力貯蔵装置としてナトリウム硫黄電池 (NaS) 4000kW を併設した宮古島の実系統 (電源構成: ディーゼル発電 (DG)、ガスタービン発電機 (GT)、合計 80,000kW) を対象に、LFC に蓄電池を活用した効果等の実証試験を沖縄電力の協力を得て実施した。この中で、少ない蓄電池容量で高い周波数変動抑制効果が期待できる方式として、周波数変動を生じさせる需給アンバランス量の変動を長周期成分と短周期成分

分に分割し、既存電源には追従可能な範囲の長周期の変動を分担させ、蓄電池には残りの短周期の変動を分担させる技術を開発・提案した⁽⁴⁾ (図 3-4-1-4)。実証試験では、DG のみによる LFC 方式 (A 方式)、応答速度の速い NaS のみによる LFC 方式 (B 方式)、DG と NaS の協調 LFC 方式 (提案方式) の 3 方式を対象に実系統において LFC 制御を行い、周波数変動抑制効果と蓄電池所要容量を分析した。制御定数として、A 方式は可能な限り周波数変動を抑制できる設定とし、B 方式と提案方式では周波数変動の約 99.7% (3 σ 相当値) が管理目標値である $60 \pm 0.3\text{Hz}$ 以内に収まる範囲で NaS の所要容量が可能な限り小さくなる設定とした。

図 3-4-1-5 は、LFC の制御対象量 (見かけの需要のうち、数分~数十分程度の比較的周期の短い需要変動量) に対する周波数変動、および DG や NaS の LFC 出力変動についての比較結果を示す。これにより、A 方式は、他の 2 方式に比べて周波数変動抑制効果が小さく、周波数変動の 3 σ 相当値を今回の試験での目標値である $60 \pm 0.3\text{Hz}$ 以内に抑制できないおそれがあることを確認した。一方、B 方式と提案方式は、試験期間中の最大の LFC 制御対象量を想定しても周波数変動の 3 σ 相当値を $60 \pm 0.3\text{Hz}$ 以内に抑制でき、さらに、提案方式は B 方式よりも NaS の LFC 出力変動の 3 σ 相当値が小さく、周波数変動の抑制に必要な蓄電池容量を低減できることを明らかにした。

本 LFC 方式は本土系統への展開も期待されるものである。なお、系統の既存電源の応答速度により蓄電池の所要容量が異なることを試験で確認しており、留意する必要がある。

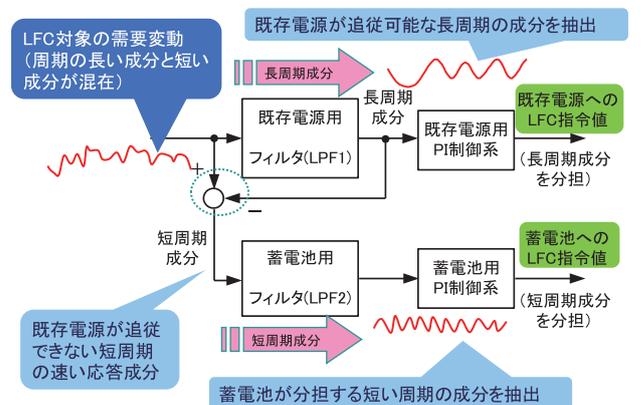


図 3-4-1-4 既存電源と蓄電池を協調させた LFC 方式

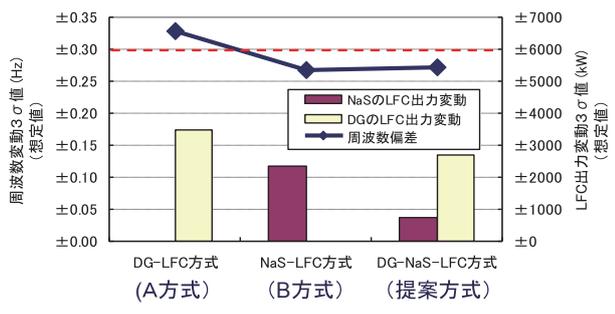


図 3-4-1-5 LFC 実証試験結果 (3方式の比較)

(4) 経済的な需給運用のための日射量予測技術

翌日の需給バランスを決める需給計画において、既存電源のコスト（燃料費や起動費）を抑えつつ、限りある容量の蓄電池を有効活用するためには、PV出力が不安定に変動する最大の要因である日射量を前日計画の段階で精度よく予測することが重要となる。日射量の予測のうち、翌日以降を対象としたやや長期の予測を高い精度で行うには雲の複雑な動きを考慮することが重要となり、それに適した手法として数値気象モデルがある。

a. 数値気象モデルで日射量を予測する技術

これまで、電力施設を雨、風、雪などによる気象災害から守ることを目的として、数値気象モデルを中核とする「気象予測・解析システム (NuWFAS)」(図 3-4-1-6) を開発した。この NuWFAS を関東地方の翌日の日射量予測に適用して精度検証を行ったところ、特に夏季に予測誤差が大きく、改良の余地があることがわかった。そこで、日射量をより高い精度で予測できるように、日射変動の主因である雲の予測条件を改良した結果、夏季の日射量の予測誤差を約 20% 低下させることができた⁽⁵⁾。さらに、雲の凝結に関わる物理モデルを詳細に改良し、夏季に日射量が実際よりも非常に大きく予測された日の予測精度が大きく改善された⁽⁶⁾。

b. 予測結果の信頼性を評価する技術

気象を完全に予測することは非常に困難であるため、予測精度を向上させる取り組みに加えて、日々の予測結果の信頼性に関する情報を事前に把握する手法を考案した⁽⁷⁾。この手法は、気象庁の週間アンサンブル予測で得られた雲量の予測結果のバラツキの程度をもとに、日々の日射量予測結果の信頼性指標を算出する。この信頼性指標と、NuWFAS の日射量予測誤差とを比較し

た結果、信頼性が低いと判定された日に誤差が大きくなる傾向が見られ (図 3-4-1-7)、本指標が予測誤差の大きさを事前に推定する有益な付加情報となりうることを確認した。ただし、週間アンサンブル予測の時空間解像度が低く、目的によっては実務への活用が難しい。そこで、NuWFAS を用いた領域アンサンブル予測の開発により時空間解像度が高い予測の信頼性指標の研究を進めている⁽⁸⁾。

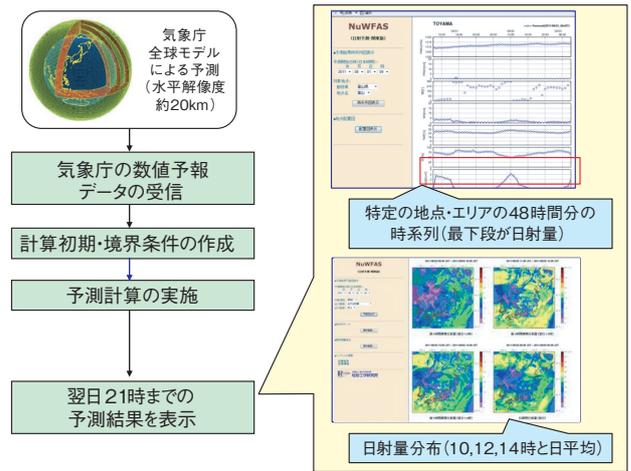


図 3-4-1-6 NuWFAS による日射量予測の概要

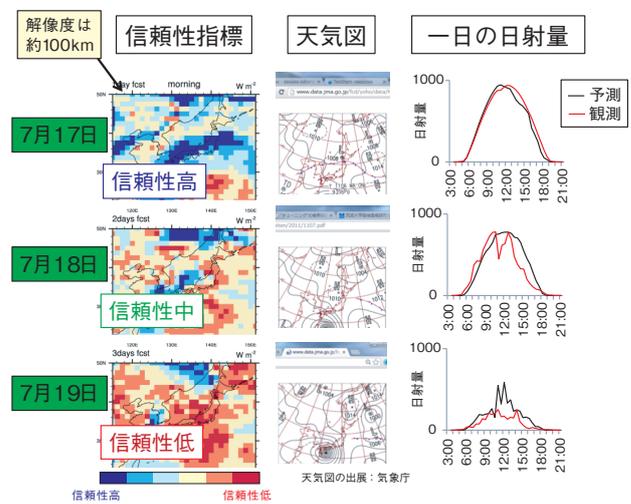


図 3-4-1-7 日射量の信頼性を評価した事例

・7月19日は、気圧配置が複雑、台風の影響、および台風の進路が不確実であり、信頼性が低いと判定。

(5) 基幹システム事故に対する系統セキュリティ評価

現在、再エネ導入可能量は平常時の需給バランスのみを考慮して決定されているが、多くの大規模停電は、落雷などにより基幹系統の送電線が一時的に使えなくなった場合に発生している。このため、再エネ大量導入が基

幹系統事故時の電力システムの安定性（周波数、電圧、系統安定度など）に与える影響の評価、および安定性を保つための対策の開発が早急な課題となっている。

電力システムを安定に運用するために必要な条件として、①周波数を一定に保つ、②電圧を一定に保つ、③系統安定度を維持する、の3つが挙げられる。基幹系統の事故時にこれらの3条件を保つことを「系統セキュリティ」と言う。この系統セキュリティは、主に電力システムに並列されている大容量発電機によって維持されている。

a. 系統安定度への影響に関わる実験検証

従来の大容量発電機と異なるPVが大量導入された場合の系統事故時の安定度への基本的影響を当研究所の大形アナログシミュレータである電力システムシミュレータを用いて検証した（図3-4-1-8）。

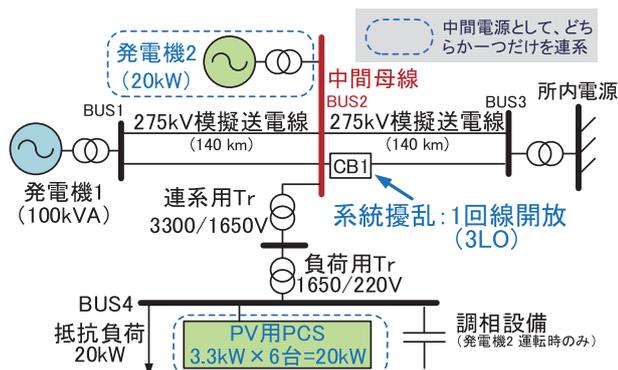


図 3-4-1-8 発電機を PV に置き換えた場合の系統安定度への影響を検証するための実験系統

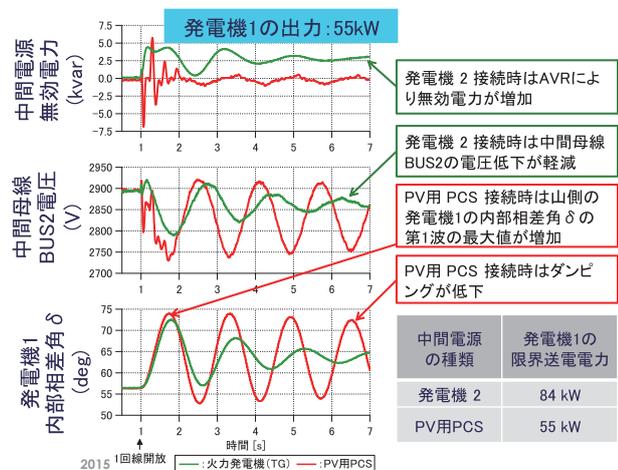


図 3-4-1-9 システムの中間母線接続の発電機2と下位系接続のPV用PCSの置き換えによる系統安定度への影響比較

図3-4-1-8中の遮断器CBIを開放させた場合の、発電機1が安定に送電できる電力（限界送電電力）は、発電機1と発電機2が連系された場合は84kWであるが、発電機2と同出力のPVが導入されると約2/3の55kWまで低下する結果となり（図3-4-1-9）。系統安定度が低下することが示された。

b. 再エネ大量導入時の系統安定度への基本的影響⁽⁹⁾

再エネ大量導入が基幹系統の安定度に及ぼす影響は、発電機や再エネの運転状態、導入地点などの系統条件によって大きく異なるため、その影響把握が困難となっている。そのため、これまでの実系統データを用いた解析結果から得た知見を活用し、再エネ大量導入時の個々の系統条件が系統安定度に及ぼす基本的な影響を図3-4-1-10の通り整理し取りまとめた。系統安定度への影響は、系統事発電機の運転状態、再エネ導入地点の偏在性などの条件により種々異なるものとなり、向上することも低下することも起こりえることを示した。

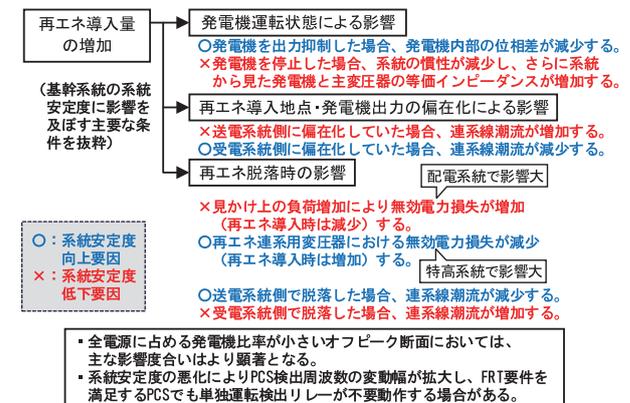


図 3-4-1-10 再エネ大量導入時の系統安定度への基本的影響の評価結果

再エネ大量導入時の定常時のみならず、落雷などによる系統事故発生時に基幹系統の安定性を保つため、以下の種々の対策が検討されている。

- ① 電力システムに連系する大容量火力発電機の台数の確保（周波数・電圧・系統安定度の維持に貢献）
- ② 無効電力の供給・消費が可能な電圧制御機器 (STATCOM, SVC など) の設置（電圧の維持に貢献）
- ③ 蓄電池の設置（周波数の維持に貢献）
- ④ 再エネによる系統事故時の運転継続および事故除去後の速やかな有効・無効電力制御（周波数・電圧の

維持に貢献)

当研究所では、電力系統シミュレータを用いた実験およびPV用PCS数値計算モデルを用いた計算機シミュレーションにより得られた研究成果を活用して、上記の各種対策の組み合わせを含め、経済的で現実的な対策を検討する予定である。

(1) 加速する太陽光発電システムの普及

この10年で太陽光発電業界を取り巻く環境は大きく変わった。2004年の太陽光発電システムの世界全体での年間導入量は1GWだったが、2014年は38.7GWであり、10年で約40倍に拡大した。世界における累積導入量は177GWと推定されており、世界における電力需要の1%を太陽光発電システムが供給していることになる。

地域別の導入量にも大きな変化が起こった。2011年に22GW導入されていたヨーロッパにおける2014年の年間導入量は7GWであった。一方、2014年に導入量が多かったのは、中国、日本、アメリカである。この三か国だけで導入量のおよそ27GW(70%)を占めており、日本の導入量の急増は世界的に見ても顕著である。

日本において短期間に大量に電力系統に連系されたこれらの太陽光発電システムは、性能低下が同時期に顕著になることが予想され、電力系統の運用に大きな影響を与えることが懸念される。

(2) 高効率化する太陽電池モジュール

2010年頃に販売されていた太陽電池モジュールに使用されている太陽電池セルは、p型シリコンを基板に用いたセルがほとんどであった。モジュール変換効率は多くのモジュールメーカーで差が無く、単結晶太陽電池モジュールの変換効率は約15%、多結晶太陽電池モジュールの変換効率は約14%であった。

しかし、2015年の変換効率は、n型シリコン基板を採用しているSunPower社のバックコンタクト太陽電池モジュールで20.1%、Panasonic社のヘテロ接合型太陽電池モジュールで19.5%に達している。さらに、p型シリコン基板セルを採用した単結晶・多結晶太陽電池モジュールにおいても、太陽電池セルの表面に形成する光反射防止膜の改良、銀電極の細線化による電極の光遮蔽の低減、発電した電気の集電電極数の増加による電流の収集効率の向上、セル裏面の不活性化膜の形成による裏面の電流損失の低減など、様々な高効率化技術が用いられ、17%を超えるものが市販されるようになってきた。

しかし、これらの高効率化技術の実使用時の安定性は不明であり、中長期的な性能低下に与える影響を明らかにすることが重要である。

(3) 赤城試験センターでのモジュール信頼性評価

当研究所では、赤城試験センターにおいて、太陽電池モジュールの実使用状態での発電性能データを収集している(図1)。併せて、各種の日射・気象データも収集して、設置環境が太陽電池の性能低下に与える影響の分析を可能にしている。これらの設備は2010年8月よりデータ収集を開始し、高効率太陽電池を含めた国内外の代表的な太陽電池モジュールの市販品の設置を進め、国内でも有数な屋外評価サイトになっている。

今後とも、高効率太陽電池を始めとする太陽電池モジュールの発電性能と長期信頼性の評価を継続し、電力系統に大量連系された太陽光発電システムの性能低下特性を明らかにして、中長期的に電力の系統運用に貢献していく予定である。



(a) 日射・気象観測とモジュール単体の評価



(b) 系統連系された太陽光発電システムの評価

図1 赤城試験センターの屋外評価設備

3-4-2 風力発電—出力予測と有効利用に向けた課題—

風力発電は、温暖化抑制対策として、太陽光発電と並んで大量導入のポテンシャルを有しており、我が国の導入量は2014年現在で、300万kW弱となっている（図3-4-2-1）。一方で、太陽光発電と同様に自然変動性をもつ電源であり、系統の安定性への影響が懸念される。

本節では、このような系統への影響を抑制するための、風力発電出力予測システム、および蓄電池による出力変動低減技術について述べる。また、将来的に期待されている洋上風力発電の導入に向けた課題について示す。

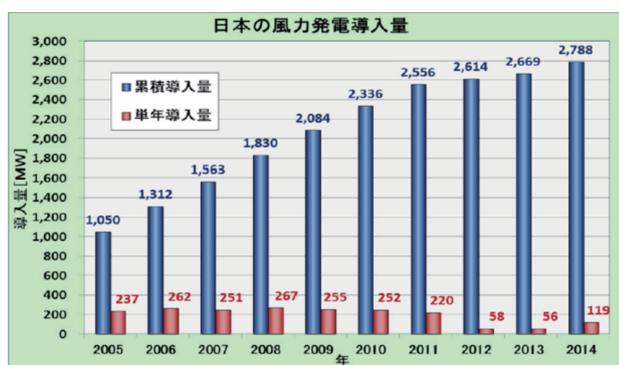


図 3-4-2-1 日本の風力発電導入量 (出典: 風力発電協会)

(1) 風力発電出力予測システム

風力発電は太陽光発電と同様、気象条件により発電出力が大幅に変化する（自然変動性）。このような電源の占める割合が増えると、電力系統の安定性への影響が懸念される。そのため、気象予測や数理的な手法を用いて、風力の発電出力を予測し、その変動に対応した電力の需給運用計画を立てることで系統の安定化をはかる研究が行われるようになった^{(1),(2)}。

当研究所では、欧州に比べて複雑な地形内に設置されることの多い日本のウィンドファームの発電出力を的確に予測するためのシステム NuWFAS-WinP を開発した。次いで、2006～2008年度のNEDO事業において、同予測システムにおける発電量予測精度の定量評価や国内モデルとの相互比較を行った⁽³⁾。さらに2014年度からの5ヶ年計画で進めている新たなNEDO事業においては、大きな予測誤差につながりやすい風力発電急変化現象（ランプ）に対応するための高度化を目指して研究開発を行っている。

本項目では、NuWFAS-WinPの概要とその評価結果、

および、新NEDO事業に基づく当所の開発計画の概要を示す。

a. NuWFAS-WinP 概要

次ページの図3-4-2-2に、本システムの構成を示す。

① 気象モデル

気象庁では一日に03、09、15、21時の4回の初期時刻に対して、84時間（21時については264時間）先までの全球数値予測を行っている。このデータは空間分解能20km程度であるが、これを受信して初期値・境界値を設定し、気象モデルNuWFAS^{(4),(5)}を用いて、9kmおよび3kmの格子で順次領域を狭めて、日本付近のみを対象とした計算を行う（ダウンスケーリング）。

② 局所風況予測モデル

NuWFASの計算で得られた風場を入力として、数値流体モデルNuWiCC⁽⁶⁾によりウィンドファーム内の風系を100m程度の格子で詳細に計算し、各風車位置における風速を得る。その際、風車の風上に別の風車がある場合その前面の風車による減速の影響を受けるため（風車後流、Wake）、過去の実験結果等に基づくWakeモデルを用いて補正も行う。

③ 統計モデル

過去における局所風況予測モデルの出力値と風車の観測データ（風速、発電出力）を用いて学習させた統計モデルにより、発電出力予測値を得る⁽⁷⁾。

④ 稼働予測モデル

各風車のモニタリングデータ（SCADAデータ）に含まれる発電出力の欠測、異常値、風速データの欠測、異常値、不整合などの判定条件から、風車の現時点での稼働状況を推定する。予測開始時の稼働状況がそのまま持続する扱いを、稼働予測とする。

⑤ ウィンドファーム発電出力予測

統計モデルによる発電予測出力結果と稼働予測の結果に基づき風車毎の正味の発電出力予測を行い、それを合計することでウィンドファームの予測値を得る。

b. 予測の評価結果

次ページの図3-4-2-3に東北地方に設置されたウィンドファーム（サイトA）の合計発電出力の1時間毎の予測値（赤点）と観測値（緑点）の比較例を示す。NuWFASは数時間スケールの速い出力変動成分を再現、

局所風況モデルは風車毎の違いの表現によりより現実的な変化を再現、統計モデルはバイアスや誤差を打ち消す、といったそれぞれ異なる特徴・役割をもつ各モデルを連係させることで予測再現性の向上がなされている。

表 3-4-2-1 に、翌日予測（予測時間 18～42 時間）の平均絶対誤差（MAE）とその改善率を示す。検証の対象としたのは、東北地方の A、B、H サイト、関東地方の J サイト、および九州地方の M サイトである。ここで、MAE は総発電出力の定格出力に対する比を % 単位であらわした。また、改善率とは、現在の発電出力が今後もそのまま継続するとする「持続モデル」を基準とした、誤差の改善の程度を表すもので、下記の式で定義する。

$$\text{改善率} = 1 - \frac{\text{MAE(本手法)}}{\text{MAE(持続モデル)}}$$

いずれのサイトも誤差は 20% 未満でありその平均は 17% を下回る。また、改善率はいずれのサイトにおいても 30% 以上で、その平均は 35% を上回る。

表 3-4-2-1 翌日予測のサイト別誤差 (MAE, %) と改善率 (%)

サイト	A	B	H	J	M	平均
誤差	17	17	18	15	17	16.7
改善率	41	36	34	39	33	36.6

c. 今後の開発計画

NuWFAS-WinP は、平均的予測誤差に関しては従来の予測手法に比べて改善していることが示された。しかしその一方で、国内他機関の風力発電予測システム同様、「大外し」と呼ばれる大きな誤差が稀に生じることが分かっており、改善に向けた課題となっている。現在当研究所では、大外しの原因の一つと考えられる発電出力急変化（ランプ）現象に着目し、振幅の誤差や発生時刻の誤差（位相誤差）を改善するため、NuWFAS-WinP をベースシステムとして、以下を開発・改良を行っている。

① 領域アンサンブル手法

当研究所では、予測の信頼区間を評価する目的で、NuWFAS を用いた領域アンサンブル予測を開発している⁽⁸⁾。アンサンブル予測とは、少しずつ異なる複数の初期値を用いて気象モデルにより、複数の結果を計算することである。アンサンブル予測の結果の広がり方、風力発電予測の信頼性情報を抽出する。

② 経験的手法の改良

統計モデルではポイントの風速のみを説明変数としていたが、500～1000km 程度の範囲の気象場を分類して、予測の説明変数として利用することで、予測精度の改善をはかる。また、発電出力の確率的予測や、ランプ現象の発生確率予測なども行う。

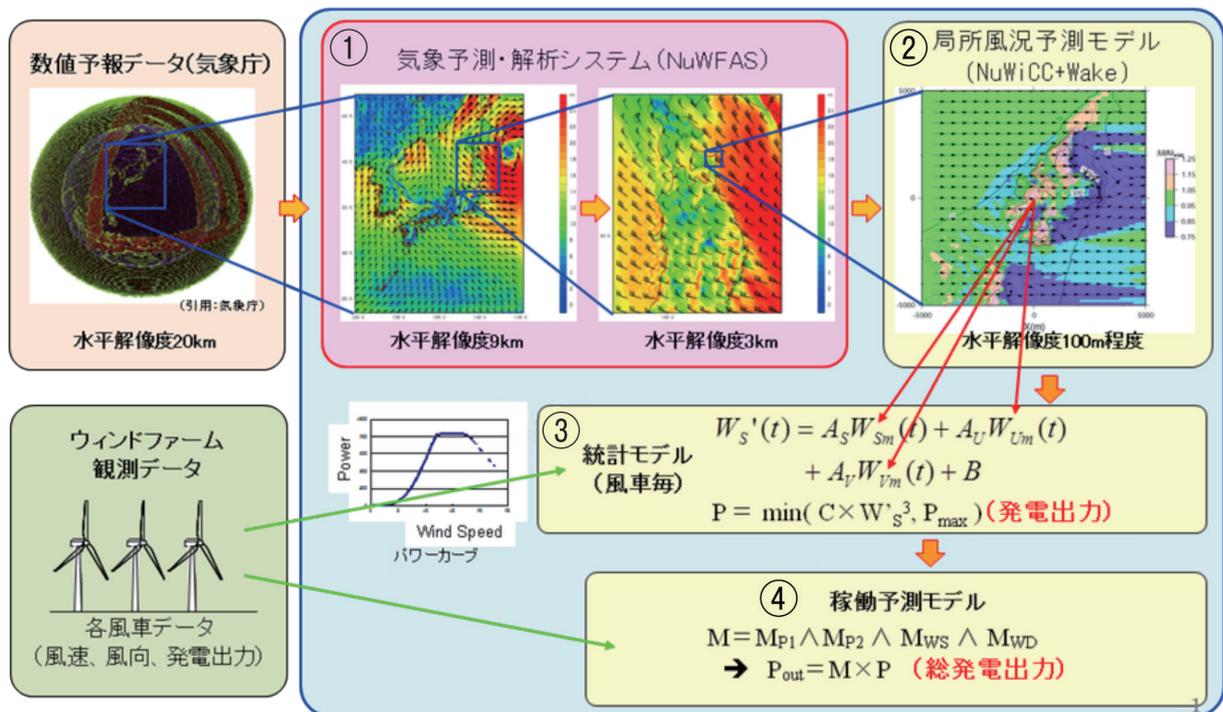


図 3-4-2-2 NuWFAS-WinP の概要（フロー図）

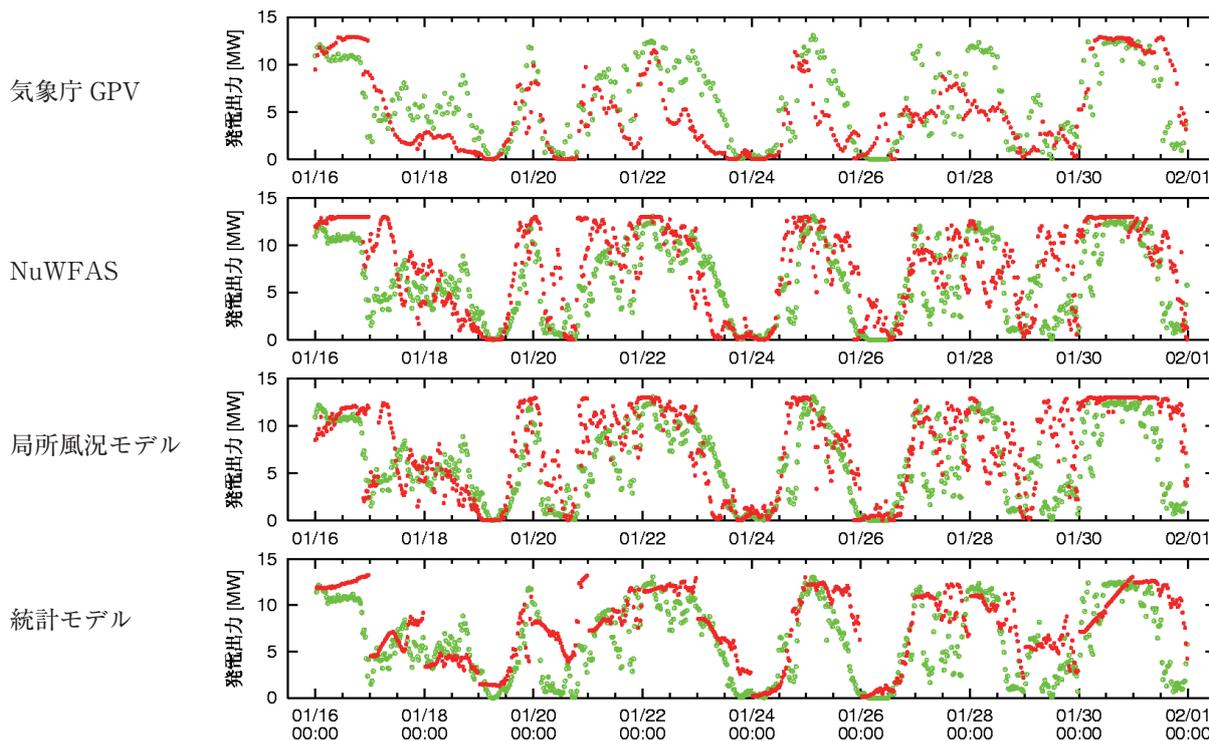


図 3-4-2-3 発電出力予測の比較。A ウィンドファームの合計出力で、赤点は予測値、緑点は観測値を示す。上から順にそれぞれ、気象庁 GPV、NuWFAS まで、局所風況モデルまで、統計モデルまでに基づく発電出力予測結果。

③ 局所風況モデルの改良

現状考慮されていない短い時間スケールの乱れの効果を考慮することで、強風時の安全対策としての風車停止（カットアウト）の発生確率の予測精度等を改善する。

④ ランプ現象の要因分析

長期再解析の高解像度（5km 格子）ダウンスケーリングデータを用いて、ランプ現象の発生しやすい広域気象場の条件などを分析し、予測精度改善を図る。

(2) 風力発電を大量連系する際の技術課題と対策

a. 風力発電出力の変動特性分析

風力発電の出力変動が電力系統に及ぼす影響の評価のためには、まずはその出力変動特性を明らかにする必要がある。特に、多数基の風力発電出力の合計による出力変動の平滑化効果については、影響を正確に評価する上で重要となる。このため当研究所では、風力発電機単位やウィンドファーム（以下、WF）単位での出力変動特性の分析に加え、出力変動の平滑化効果についても実測データに基づき分析を行ってきた。

例えば、NEDO 事業において北海道全域の 16 サイトに設置した約 30 本の観測ポストで風況観測を 1 年間実施し、風速の変動特性を分析した結果、2 地点間の離隔

が増すほど相関が低くなり、平滑化効果が高くなることを示した⁽⁹⁾。また、WF 内（2 地点間の離隔が数 km 以下）での平滑化効果は、変動周期 10 分以下の領域で見られ、周期 1 分以下では変動が独立で $1/\sqrt{N}$ 則が成立することを明らかにした⁽⁹⁾。

b. ウィンドファーム出力安定化用蓄電池の制御法

風力発電の出力変動対策の一つとして、蓄電池による出力安定化が期待されている。出力安定化の方法には、出力変動を平滑化する短周期変動緩和型と一定出力にする長周期フラット運転型とがある。当所では、WF 出力の短周期変動（変動周期 20 分以下）を WF に併設した蓄電池を用い平滑化する技術開発を行った⁽¹⁰⁾。次ページの図 3-4-2-4 にその概要を示す。同図の合成出力と蓄電池システム出力は、下式の合成出力目標値と蓄電池出力要求値に基づく。これを平滑化の基本制御と呼び、一次遅れフィルタの時定数 T を平滑化時定数と呼んでいる。

$$O(s) = \frac{1}{1+sT} G(s) \tag{3-4-2-1}$$

$$H_0(s) = \frac{1}{1+sT} G(s) - G(s) = \frac{-sT}{1+sT} G(s) \tag{3-4-2-2}$$

$$P(s) = G(s) + H(s) \quad (3-4-2-3)$$

ここで、 $G(s)$: WF 出力、 $O(s)$: 合成出力目標値、 T : 平滑化時定数、 $H_0(s)$: 蓄電池出力要求値、 $H(s)$: 蓄電池システム出力、 $P(s)$: 合成出力

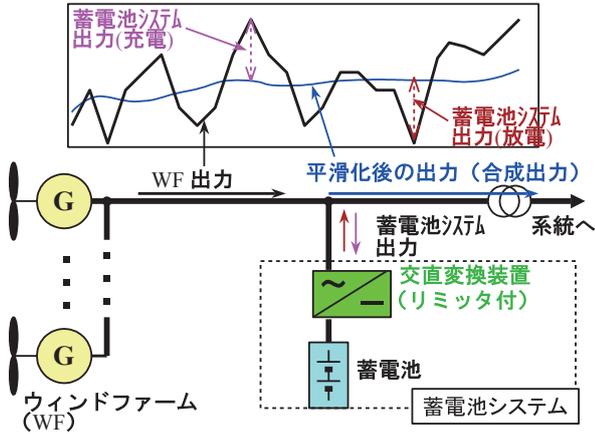


図 3-4-2-4 蓄電池併設ウィンドファームの概念図

蓄電池システムの運用時に最も重要な要件の一つに、蓄電池の充電レベルを運転可能な適正範囲に常に維持することが挙げられる。もしも適正範囲を逸脱すると蓄電池の運用に支障をきたすので、充電レベルが適正範囲の限界に近付いた場合には運転を停止しなくてはならない。このため当研究所では、充電レベルを維持するための残存容量フィードバック制御（以下、容量 FB 制御）を基本制御に組み込むことを提案した。また、容量 FB 制御の動作原理及び制御パラメータについての理論検討を行い、実測の WF 出力を用いたシミュレーションより容量 FB 制御の有効性を検証した。

以下にシミュレーションについて概説する⁽¹⁰⁾。図 3-4-2-5 の実測の WF 出力と、表 3-4-2-2 の三ケースの蓄電池システムのモデルを用い、WF 出力の平滑化を行った結果を図 3-4-2-6 に示す。なお、平滑化時定数は 30 分とし、蓄電池システムの出力範囲はどのケースも ± 6,000kW である。

容量 FB 制御を採用しない場合、定格 kWh 容量が小さい Basic (1h) ケースでは、残存容量が適正範囲を逸脱し、蓄電池システムの運転が停止した。定格 kWh 容量が大きい Basic (10h) ケースでは、残存容量は適正範囲内だが徐々に低下した。一方、容量 FB 制御を採用した SOC-FB (1h) ケースでは、定格 kWh 容量が小さ

表 3-4-2-2 シミュレーションケース

ケース	蓄電池システムの制御	蓄電池の定格 kWh 容量
Basic (1h)	基本制御	6,000kWh
Basic (10h)	基本制御	60,000kWh
SOC-FB (1h)	基本制御 + 容量 FB 制御	6,000kWh

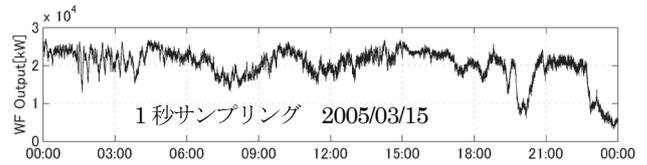
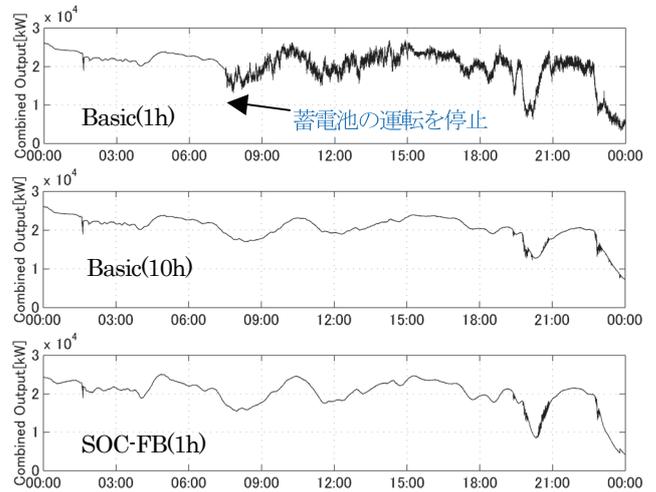
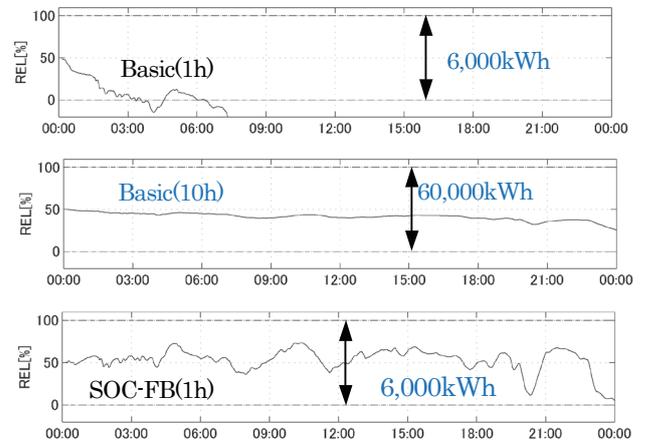


図 3-4-2-5 シミュレーションで用いた WF 出力



(a) 合成出力



(b) 充電レベル

図 3-4-2-6 シミュレーション結果

(注) REL: Remained Energy Level (残存容量)

くても残存容量は適正範囲を常に維持できている。

WF 出力および三ケースの合成出力のパワースペクトルを図 3-4-2-7 に示す。同図より、容量 FB 制御を基本制御に組み込んでも、平滑化の対象領域である変動周期が約 30 分以下（千数百秒）の領域では、定格 kWh 容量が 10 倍の基本制御のケースと同等の平滑化性能を有していることが分かる。

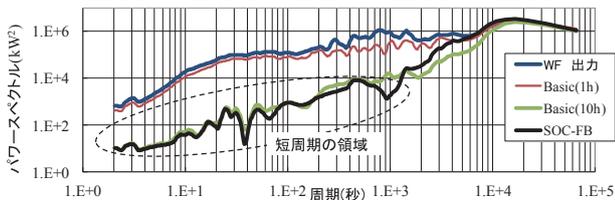


図 3-4-2-7 WF 出力と合成出力のパワースペクトル

c. ウィンドファーム出力安定化用の蓄電池の所要容量

蓄電池システムの設置には追加コストを要するため、併設する蓄電池の容量を最小限に留める必要がある。このため、蓄電池の所要容量についても検討を行った。

① 短周期変動緩和型蓄電池の所要容量⁽¹⁰⁾

短周期変動緩和型の蓄電池の所要容量を得るため、6 サイトの WF を対象にシミュレーション検討を行い、所期の平滑化性能を得るのに必要な蓄電池容量を見積もった。具体的には、1 年間分の WF 出力を用いて蓄電池システムの運用シミュレーションを行い、一ヶ月単位で結果を分析した。なお、6 サイトの WF による結果の違いは、蓄電池の所要容量が取り得る範囲となる。

平滑化時定数を 30 分、60 分、120 分とした結果を図 3-4-2-8 と図 3-4-2-9 に示す。なお、WF の定格出力を 1pu、WF の定格出力で 1 時間分の電力量を 1puh としている。

図 3-4-2-8 は平滑化時定数と蓄電池の kW 容量の各組合せで得られた合成出力の変動の大きさを示す。同図では、変動の大きさを指標として、出力変動幅（時間窓:20 分）の月間 99.7 パーセント値の年間最大値（最大出力変動幅）を用いた。同図から、所望の平滑化性能を得るための所要 kW 容量が分かる。

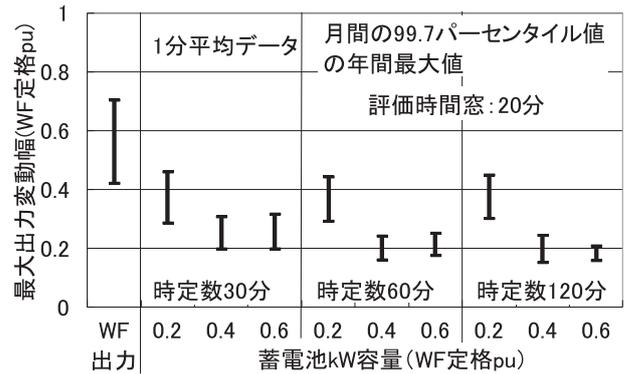


図 3-4-2-8 各蓄電池 kW 容量での合成出力の最大出力変動幅

図 3-4-2-9 は平滑化時定数と蓄電池 kW 容量の各組合せに対する所要 kWh 容量を示す。所要 kWh 容量は一ヶ月内での充電レベルの最大値と最小値の差分の年間最大値とした。容量 FB 制御を採用したことにより、所要 kWh 容量を理論上の最大値よりも小さくすることができた。

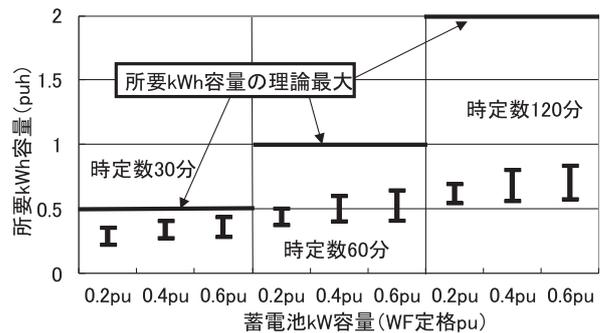


図 3-4-2-9 蓄電池の所要 kWh 容量の範囲

② 長周期フラット運転型蓄電池の所要容量⁽¹¹⁾

長周期フラット運転型の蓄電池については、WF 出力の予測値を合成出力と仮定し、実際の WF 出力との差分を蓄電池で補償するための所要 kWh 容量を評価する手法を提案した。具体的には、WF 出力の予測誤差の自己共分散関数を用いて評価した予測の累積誤差の標準偏差をもとに、充電レベルの近似関数式を作成した。

ドイツにおけるある送電系統運用者の制御エリア内の総風力発電出力の予測誤差の統計的性質について分析を行った結果、出力予測の精度が比較的高い場合には、充電レベルの最大に近い変動量、すなわち所要 kWh 容量は 9.6puh 程度、予測誤差が多少大きい場合の所要 kWh 容量は約 16.2puh と見込まれることを示した。

d. 小規模離島における風力発電導入対策⁽¹²⁾

小規模離島を対象とした風力発電導入対策を目的として、風力発電による系統周波数変動への影響をフライホイール（以下、FW）で緩和するためのFWの制御方式を、実測データを基に開発した。

小規模系統に風力発電を導入した場合の大きな特徴は、風力導入比率が極めて高い値になりえること、風力発電が近接することにより、平滑化効果があまり見られないこと、秒～数十秒オーダーの風力発電の出力変動が周波数変動に大きな影響を与えること、である。FWの有無による違いをシミュレーションで検討した結果、FWが無い場合には風力発電出力の急上昇に伴い内燃力発電機がモータリング運転を行わざるをえない場合があったが、風力発電出力の短周期成分の補償に特化した制御を採用したFWにより、周波数変動抑制以外に、内燃力発電機のモータリングの阻止にも貢献でき、高い風力導入比率を達成できることを示した。

(3) 洋上風力導入に向けての課題

2014年現在、世界の洋上風力設備容量は8GWを超えており、大規模な開発が続く欧州では、毎年1GW程度が新設されている。欧州風力エネルギー協会（EWEA）では、2020年までに19.5～27.8GWを導入目標としており、これは欧州の電力需要の2.4～3.5%に相当する。

一方、わが国の場合、陸側からアクセス可能な防波堤・護岸の前面海域に小規模な発電所が建設されてきた。2014年度、わが国のFITに洋上風力の区分が新設され、洋上風力は「建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセスを必要とするもの」と定義された。一部の実証研究用発電風車を除き、FITに適合するような本格的な洋上風力発電所は、わが国ではまだ事業化されておらず、計画段階のものが2、3ヶ所あるのみである。

環境省^{(13),(14)}や経済産業省⁽¹⁵⁾では風力エネルギーの「賦存量」、「導入ポテンシャル」、「導入可能量」をそれぞれ調査している。導入ポテンシャルとは、「自然要因や法規制による制約を受ける開発不能地域を除いて算出したエネルギー量」と定義され、自然要因の導入不可条件として、風速6.5m/s以下、水深200m以上、離岸距離30km以上が用いられる。導入可能量とは「経済性を考慮して、導入ポテンシャルから絞り込んだエネルギー量」である。一方、賦存量とは、上記のような制約を考

慮せずに、風況等から理論的に算出されるエネルギー量である。以下では、導入ポテンシャルや導入可能量に関する考察から、わが国における洋上風力発電の課題について述べる。

図3-4-2-10は、2-2節のコラム4で述べた気象・気候データベースを基に、100m高度での年平均風速を算出した一例である。太平洋側の一部には10m/sを超える海域も見られるが、多くの海域では8m/s前後である。例えば北海の場合、年平均風速が7～8m/sの海域での風車設備利用率は約28%であるが、9.5m/sの海域では40%と大きく改善することが報告されている。このことを考慮すると、わが国周辺海域は、必ずしも風況に恵まれているとは言えない。

欧州の洋上風力発電所は、北海とバルト海に多く建設されており、それぞれの海域の広さは約75万km²、38万km²、平均水深は約90m、55mと非常に浅い。一方、日本海の面積（約100万km²）は、北海とバルト海を合わせた面積に匹敵するが、平均水深は約1700mと深く、ほとんどの海域が水深200m以上の開発不能海域である。太平洋側でも建設可能な地域は沿岸部に限られる。更に太平洋側では、波浪にうねり成分が多く含まれるため、建設や維持管理のコストが増加する。

導入ポテンシャルに関係する法規制にも課題がある。わが国の海には「区域指定海域」と「一般海域」があり、前者は様々な法律により管理者が定まっており、その者が海域の使用に対する許可を与えることになっている。一方、後者は、誰が海域を管理し、誰の許しを得れば海域を使用できるのかということが明確になっていない。沖合だけでなく、陸地に近い海域にも一般海域は存在するため、漁業権等を巡る利害調整などについて困難な事態が発生することも予想される。洋上風力の推進には、海の管理に関する制度の整備が不可欠である。

わが国の場合、実証研究用発電風車の建設事例やフィージビリティ研究による経済性の試算しかないため、経済性を考慮した導入可能量の評価は難しい。英国の洋上風力発電所の場合、資本費に占める工事費の割合は26%程度であるが、わが国の試算結果では50～60%、発電所規模が大きな場合でも40%程度と大きい。

欧州の場合、洋上風車設置のための設置船やアクセス船が多数あり、大型風車の荷役が可能な港湾インフラも整備されている。これらは、北海でのオフショア石油・

ガス事業をベースに、長年かけて整備されてきたインフラを活用・転用したものであり、コスト低減に寄与している。いずれにしても、工事費の削減がわが国での事業成立性のポイントとなる。

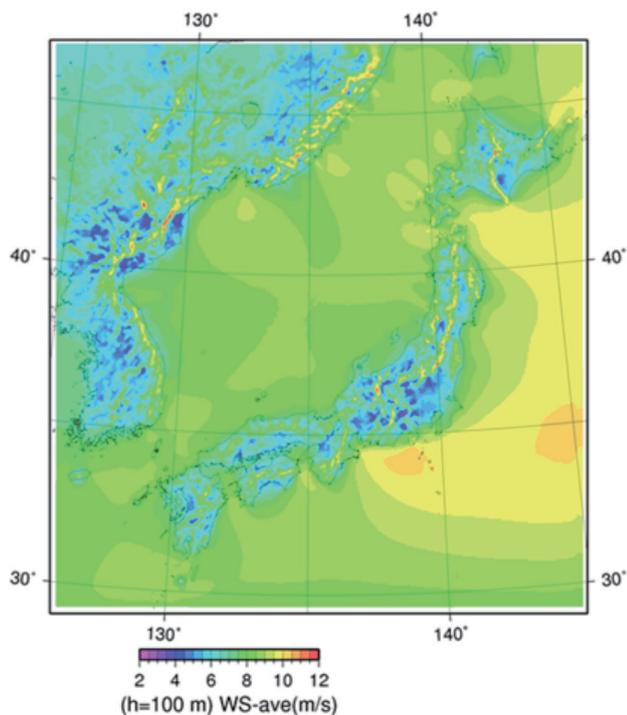


図 3-4-2-10 高度 100m での年平均風速 (1989 ~ 2010 年)

3-4-3 地熱発電

(1) 地熱開発の動向

地熱発電は 1913 年に世界で初めてイタリアのラルデレロで発電所が建設されて以来、世界各国で発電所の建設が進められた。特に 1970 年代の 2 度にわたる石油危機により国産エネルギー開発および自然エネルギー開発として地熱開発も注目され、米国はじめニュージーランドや日本で積極的に開発が進められた。米国では 1990 年代初めには 3GW 程度までの発電所が建設され、将来の大規模地熱開発として高温岩体発電技術やマグマ発電技術の研究開発も進められた。しかし、1990 年代後半から石油価格の安定化や景気の低迷などにより、地熱開発も低迷した。一方、アイスランド、インドネシア、フィリピン、メキシコなどでは 1990 年代に急速に地熱開発が進み、1995 年から 2010 年にインドネシアでは 887MW、フィリピンでは 677MW の地熱発電所が建設され、2015 年の世界全体の設備容量は約 12.6GW となっ

ている⁽¹⁾。

わが国では岩手県の松川地熱発電所が 1966 年に運転が開始されたのをはじめ、1970 年代には国の大規模プロジェクトであるサンシャイン計画で研究開発が進められ、当時の新エネルギー総合開発機構 (旧 NEDO) を実施主体として国内の地熱資源調査をはじめ、企業の開発リスク低減のための地熱開発促進調査や、将来の地熱開発技術としての高温岩体発電技術、大規模深部地熱資源開発、可採量増大技術、バイナリー発電技術など国を挙げて開発が進められた⁽²⁾。その結果、1996 年には国内の地熱発電設備容量が 500 MW を超えるに至った。しかし、その後 1997 年の「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法 (新エネ法)」で新エネルギーの枠から地熱が外されたり、2003 年の「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法 (RPS 法)」では対象がバイナリー発電に限られるなど、国の地熱開発への支援が低下した。また、景気の低迷や石油需給の安定により発電コストが重視されたこともあり、民間企業の投資も進まず 1990 年代後半から 2000 年代は地熱開発が停滞した。その上、既設発電設備の老朽化や蒸気生産量の減衰などもあり、1997 年をピークに年間の発電電力量は低下している (次ページの図 3-4-3-1 参照)⁽³⁾。さらに、2010 年の行政事業レビューでは地熱開発促進調査と地熱発電開発補助金が「廃止または抜本的見直し」とされた。

ところが、2000 年代後半になって、地球温暖化対策として再生可能エネルギーの開発が注目されるようになった。特に米国では 2006 年にマサチューセッツ工科大学 (MIT) の J. Tester 教授が中心となってまとめた「The Future of Geothermal Energy」⁽⁴⁾ が米国議会などで関心を集め、2009 年にはオバマ政権が US\$300M の予算を地熱開発に付け、再び地熱開発が進められるようになった。ネバダ州では地下 500 ~ 1,000m 程度に大量の熱水が流れていることがわかり、これをポンプでくみ上げてバイナリー方式による大規模な発電所の建設が進められた。また、既存地熱発電所では The Geysers (カリフォルニア州ガイザース地熱発電所) において上記の生産量が減衰する現象が顕著となり、この対策として貯留層に地表から水を補充するためのプロジェクトが後述する EGS として進められるようになった⁽⁵⁾。

一方、ヨーロッパでもイタリアやアイスランドのよう

に火山に起因した天然の地熱貯留層を利用した発電所に限らず、ドイツやフランスあるいはオーストラリアのように高温岩体発電技術やEGS技術により、高温の岩盤からの熱抽出による発電所の建設が進められている。

我が国においても、2010年頃から地球温暖化対策として再生可能エネルギー開発への関心が高まり、RPS法の見直しも進められた結果、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（FIT）」が2011年8月に成立し、2012年7月から実施された。FITにおいて地熱発電は、15 MW以上の調達価格は1 kWh当たり27.3円で、15 MW未満は同42円（いずれも税込みで調達期間は15年間）と高い価格が設定された。

また、2011年3月の東日本大震災とこれによる福島第一原子力発電所の事故により、エネルギー政策の見直しが行われた結果、国の地熱開発関連の予算も2011年度の4.89億円から2012年度は90.5億円（出資、債務保証は含まず）と一気に増え⁽²⁾、2015年度の経済産業省の資源・エネルギー関係の予算は総額167億円となっている。特に注目されるのは、地熱開発理解促進関連事業支援補助金として、地熱の有効利用などを通じて地域住

民への開発に対する理解を促進することを目的として行う事業に対する補助のため28億円が付けられている。

さらに、国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の事業の内、地下開発に関わる補助金、出資金、債務保証、技術開発は、石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）に移り、NEDOは地上設備などを担当することになったが、最近では新たな技術開発などイノベーション事業としてNEDOより研究開発の公募がなされている⁽²⁾。

一方、環境省では地球環境局地球温暖化対策課により、2010年度に再生可能エネルギーの導入ポテンシャル評価が行われ、その後もその精度を高める検討が行われている。また、「地球温暖化対策技術開発等事業（競争的資金）」では、温泉発電などの開発事業を行っている。自然環境局では2012年に都道府県知事への通知の中で、国立・国定公園内における地熱開発の取り扱いとして、第2種及び第3種特別地域については原則として地熱開発を認めないが、地熱開発の行為が小規模で風景観等への影響が小さいものや既存の温泉水を用いるバイナリー発電などで、主として地域のエネルギーの地産地消のために計画されるもの等については、普通地域、

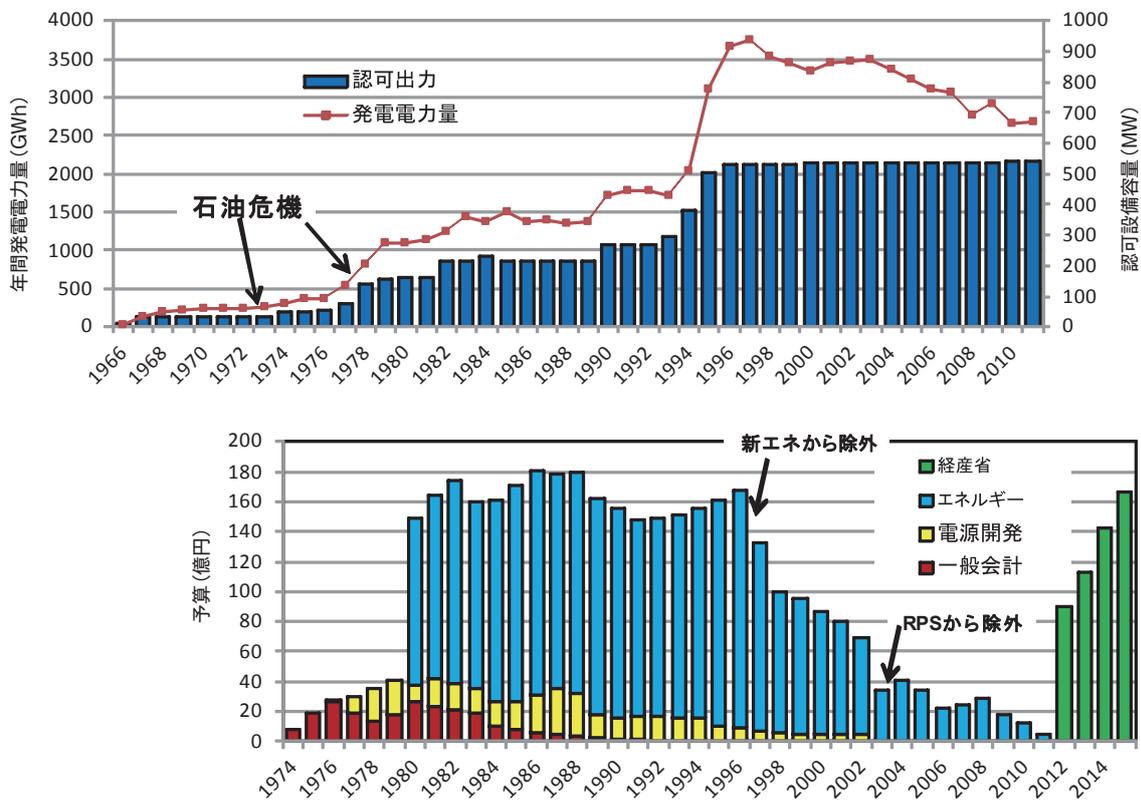


図 3-4-3-1 我が国の地熱発電認可設備容量と発電電力量（上図）、国の地熱関連予算の推移（下図）

第2種及び第3種特別地域においても、自然環境の保全や公園利用への支障がないものは認めるとした。そして、2015年7月には第1種特別地域の地下へも傾斜堀などでのアクセスを認めることになった。さらに、自然環境局は2012年に「温泉資源の保護に関するガイドライン（地熱発電関係）」を出し、坑井掘削申請に対する温泉審議会での検討の目安を示し、構造試錐井や還元井の掘削は温泉審議会での許可を不要とした。

業界としては、2012年12月に日本地熱協会が発足し、①地熱発電全般に関する調査研究、②政府その他関係機関に対する提言と陳情、③地熱発電全般に係る会員相互の情報交換、④地熱発電に対する理解の促進と広報、を主たる事業としている。このような背景のもと、新たな地熱開発が各地で進められており、2015年に大分県九重町で5 MWのバイナリー発電所が運転を開始し、秋田県湯沢市では42 MWの地熱発電所が2019年の運転開始を目指して建設が進められている。

また、温泉水などを利用した数kWから数百kWの小規模なバイナリー発電を利用した小規模地熱開発は、発電所の建設期間も短くFIT価格も高いことから、温泉事業者をはじめいろいろな企業により開発が進められている⁽⁶⁾。国内のメーカー各社も工場の廃熱利用などの目的からバイナリー発電の機器開発を進め、10 kWから数千kWまでの各種発電機が開発されている。なお、300 kW以下の小規模地熱発電については、ボイラー・タービン主任技術者の専任の規制緩和により、発電コストの削減が図られている。

(2) 地熱発電の社会的受容性

地熱発電の普及拡大には、利害関係者の理解や協力が重要であり、社会的受容性が大きな影響を及ぼす。これまでの調査結果から、地熱発電に対する受容性は、開発規模により異なることを明らかにしてきた（次ページの図3-4-3-2）。

小規模（概ね2 kW以下）の場合、受容性は比較的高い⁽⁷⁾。地元の温泉事業者や自治体が発電事業者になればFIT収益を享受でき、新規掘削がなければ投資回収も短く、省エネ・経費削減効果もあるためである。一方、発電だけでは経済性の確保が難しい場合も多い⁽⁸⁾。このため、発電後の熱水利用（浴用、プール、農水産業、暖房、融雪、木材乾燥、足湯、調理等）による事業性向上

や観光資源としての役割など地域活性化も期待されている。むしろFIT収益や地域活性化への期待が過剰に高い地域や、温泉地に複数の開発事業者が参入して既存温泉井との相互干渉や利害調整が懸念される地域もある。地熱発電事業に詳しくない温泉事業者や企業の開発事例も増加中のため、JOGMECではガイドラインを策定し、地域と共生した発電事業を推進している⁽⁹⁾。また、乱開発を懸念して複数の自治体が条例や要綱を制定し慎重な開発を求めている。深度の浅い温泉井を用いる場合、還元井を設けない場合が多く、環境アセスメントも必要ないため、地下資源の収支バランスを崩さないことや周辺環境への配慮が一層重要である。地元の期待が大きいだけに、今後、失敗・中止事例が増えれば受容性にも影響を及ぼしかねないため、開発には重々留意が必要である。

一方、大規模（15万kW以上）の場合、発電事業者は主に電力会社や大企業である。既設発電所では、自治体や温泉事業と地域共生実績があるものの、周辺環境の影響を懸念する一部の温泉事業者、自然保護団体、自治体等の反対により計画通りに進んでいない事例も複数存在する。受容性が低い要因は複数あるが（次ページの図3-4-3-3）、温泉に悪影響が起きた場合の可逆性や将来的な温泉影響の不確実性に対する懸念・不安が大きい^{(10),(11)}。従って、リスク評価結果など科学的な情報共有だけでなく、万一、温泉や自然環境に影響があった場合に備えたりリスク対策オプション（低減・回避・保険等）、地熱開発の意義や地域便益についても予め十分協議することが重要である。

一方、開発規模に関わらず、井戸の掘削手続きは温泉法に従うため、都道府県知事の許認可が必要である。地熱発電開発に係る国の補助金を得る際にも自治体の賛成・協力が必要条件にある。自治体にとっても温泉は重要な観光資源であるため、地熱資源ポテンシャルが高くても自治体が反対すれば開発は進まず、資源量と受容性は相関関係にない。開発事業者と地元関係者との対話の場の設置は自治事務の範疇とされており、地熱開発の意思決定には自治体の受容性や協力が鍵となる。当研究所にて地熱エネルギー利用に対する全国自治体の意識を調査した結果⁽¹²⁾、新たな温泉や地熱発電所の開発に対しては賛否両論であった。推進派も反対派と同様に温泉に対する懸念はあったが、反対派に比べ地熱発電の特性を高く評価していた。従って、立地地域の具体的な便益や

成功事例等の情報提供による理解促進が重要と考えられる。経産省では2014年度から「自治体連絡会議」を設置しているため、今後の情報共有・交換の推進が期待される。

一般市民に関しては、東日本大震災前と比べて地熱発電に対する認知度や受容性は増加傾向にあるが、技術特性等の情報を得る機会が十分ではない^{(13),(14)}。温泉事業者や自治体にとって、温泉利用客は最も重要な顧客である。また、今後地熱発電と温泉事業との地域共生を目指す上で観光客増加による地域活性化は重要である。一般市民を対象としたアンケート調査の結果、温泉顧客層（旅行先として温泉を好む層）の方がそうでない顧客層よりも地熱発電に対する受容性は高い傾向にあったため^{(13),(14)}、温泉客などを対象とした効果的な情報提供など、認知度を更に高める工夫が望まれる。

以上のように、地域の価値観・懸念等も含め、十分に情報や意見を交換しながら継続的に関係者間の相互理解と信頼関係を向上していくことが重要である。地域の地熱資源の有効活用という点から、発電だけでなく熱の直接利用も鑑み、資源量と地域事情に見合った持続可能な事業戦略を考え、成功事例を増やしていく必要がある。

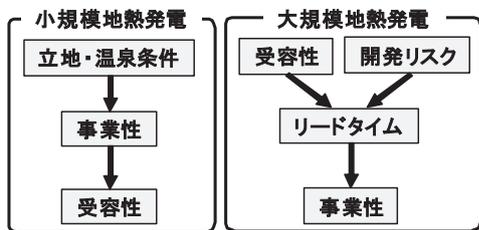


図 3-4-3-2 地熱発電開発の各障壁に関する規模別の相違点⁽⁷⁾

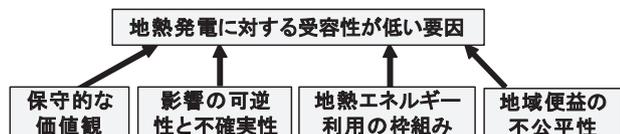


図 3-4-3-3 地熱発電開発に対する温泉事業者の受容性規定要因⁽¹⁰⁾

(3) 地熱増産システム（EGS）技術

従来の地熱発電では、断層や破碎帯など天然の亀裂を通して地下1,000 m～3,000 mに浸透した雨水が、マグマの熱で加熱され熱水や蒸気のたまり場（貯留層）として存在する、いわゆる熱水系地熱資源を開発の対象としている。この雨水を起源とする熱水の貯留層への供給

と蒸気や熱水の生産量がバランスすれば、気象の変化に影響されず安定した出力の発電ができる。しかし、地下深部の貯留層の探査は容易でないため探査リスクが大きく、蒸気を取り出すための坑井掘削も1本で数億円掛かることから開発コストも大きい。また、地域によっては熱水や蒸気に含まれる化学成分により、坑井や配管などの腐食およびスケールによる目詰まりによるトラブルが生じたり、貯留層内への天然の熱水供給量と蒸気生産量のバランスが取れずに蒸気の生産が減り、発電量が減衰したりする場合もある。

近年、①蒸気生産量が減り発電量が低下した発電所において人為的に貯留層に水を供給したり、②透水性が低く蒸気生産性が悪い貯留層の周辺に人為的に亀裂を造成して透水性を改善させたり、さらには③人為的に貯留層を造成したりすることにより、地熱開発のリスク低減および開発規模の拡大を図る試みがなされている。これは、石油開発において生産が低下した貯留層に水蒸気や二酸化炭素を注入して石油を増産させる石油増進回収（EOR: Enhance Oil Recovery、以下、EOR）と同様な概念であることから、地熱増産システム（EGS: Enhance Geothermal System、以下、EGS）と呼ばれている⁽¹⁾。ここでは、EGSを3つのタイプに分けて開発の現状と技術的な課題について、適用事例も含めて概説する⁽¹⁵⁾。

a. 貯留層涵養 EGS

米国カリフォルニア州のガイザース地熱発電所では1987年までに約2,000 MWの設備が建設され、約1,500 MWの発電が行われていたが、その後蒸気生産量が減衰し、1990年には900 MW程度まで発電量が低下した。この原因について検討した結果、貯留層内の温度や蒸気の乾き度が増加したほか、熱水の酸性化が生じたりしていることから、貯留層内の熱水量の減少によるものと判断された。そこで、地表から貯留層に水を注入し、貯留層内の熱水量を補充（涵養）するプロジェクトが米国エネルギー省（DOE）の補助も受けてEGSとして進められている。貯留層へ注入する水は発電所近傍の都市の排水で、約60 kmパイプラインで輸送して1日あたり約5万トンを注入することにより、蒸気生産量の低下が収まりつつある。また、地表水の注入により地下の溶存成分の濃度低下も認められ、酸性化による生産域の減少対策にも効果が期待されている。この貯留層への水の

注入の概念を図3-4-3-4に示す⁽⁵⁾。このように天然の貯留層内の熱水量を人為的に涵養する技術を、ここでは貯留層涵養 EGS と呼ぶ。イタリアのラルデレロ地熱発電所でも生産蒸気量の減衰対策にこの技術が適用され、効果が認められている⁽¹⁶⁾。また、わが国においても、この実証実験が2014年度より福島県柳津西山地熱発電所で開始された⁽¹⁷⁾。

この技術では、貯留層内外の熱水の流動状況を精度良く把握して、注水箇所および流量を設計する必要がある、注水の仕方を誤ると貯留層や生産蒸気が急速に冷えてしまう危険がある。貯留層を貫く坑井の検層による物性値評価、坑井間の透水試験やトレーサ試験結果に基づく貯留層のモデル化、数値シミュレーションによる現状評価と注水した場合の予測技術などの確立が課題である。

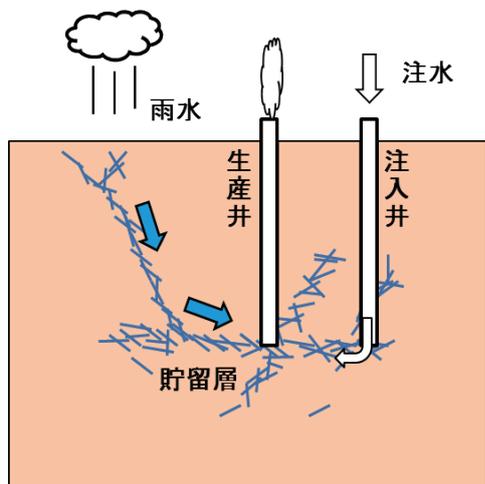


図3-4-3-4 貯留層涵養 EGS の概念

b. 透水性改善 EGS

フランスのライン川沿いにあるソルツでは、地下5,000 m程度で約200℃の岩盤内にある既存の亀裂を人為的に拡大させて岩盤の透水性を高め、生産井内に設置したポンプで熱水を汲み上げて発電を行い、発電後の水は別の坑井（注入井）で地下に戻すシステムの構築を EGS として実施している⁽¹⁸⁾。また、米国コソ地熱発電所では、既存の貯留層より深部の岩盤に亀裂を造成し、貯留層を拡大させる試みも EGS として実施された⁽¹⁹⁾。このように貯留層の内外の岩盤の透水性を改善させることにより、蒸気や熱水の生産量を増大させる技術を、ここでは透水性改善 EGS と呼び、その概念を図3-4-3-5に示す。図中の黄色の亀裂が新たに造成したものである。ドイツ

ではこの方法によりランダウ、ウンテルハヒン、インスハイムなどでそれぞれ3 MW、3.36 MW、5 MWの発電所が運転されている⁽¹⁵⁾。また、オーストラリアのクーパーベイズンでもこの方法により深さ4,400 m級の坑井を用いて1 MWの発電実験が行われた⁽²⁰⁾。

この技術では、天然亀裂の透水性を高めるために効果的な水圧破碎などの亀裂拡大、亀裂の進展状況を精度良く把握するための AE 観測などの亀裂評価、透水性改善効果の評価などの技術の確立が課題である。

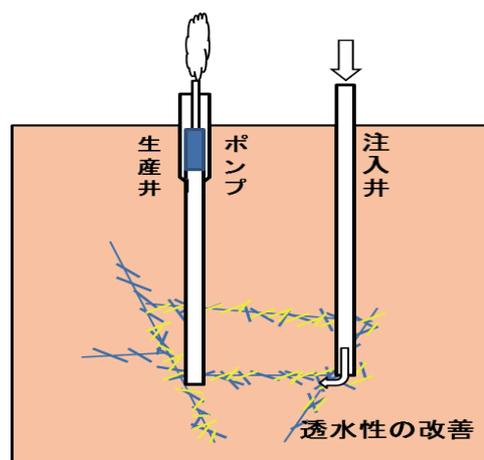


図3-4-3-5 透水性改善 EGS の概念

c. 貯留層造成 EGS

米国オレゴン州のニューベリーでは、火山近傍において高温ではあるが透水性が低く、熱水や蒸気が存在しない岩体からの熱抽出を EGS プロジェクトとして、米国 DOE の補助を受けて開発を進めている⁽²¹⁾。この技術をここでは貯留層造成 EGS と呼び、その概念を次ページの図3-4-3-6に示す。これは従来高温岩体発電（HDR: Hot Dry Rock）と呼ばれた技術と同様の概念である。温度は高いが天然の開口亀裂や熱水がほとんどない結晶質の岩盤（高温岩体）に注入井を掘削し、この坑井から水圧破碎などにより人工的に貯留層を造成する。この貯留層を貫くように生産井を掘削すれば、地表から貯留層に圧入した水が、岩盤の熱で加熱され蒸気や熱水となって生産井から回収され、水の循環による熱抽出のシステムができる。米国のニューメキシコ州フェントンヒルなどでもこの方法により熱抽出が可能なが示されている⁽²²⁾。

この技術では、大規模な貯留層を造るための多段貯留層造成、水の循環中の貯留層の広がりや透水性の変化、

10年～20年程度の長期にわたる熱抽出の安定性の確保、建設・維持コストの低減が課題となっている。

最近、我が国では地熱開発が安定した発電が可能な再生可能エネルギーとして、FITをはじめ国の支援を得て開発が進められているが、地下深部の評価は依然容易でなく、そのための開発リスクやコストが大きい。これらを低減するため、上述したように天然の貯留層に人為的に水を注入したり亀裂を造成したりすることにより開発の不確実性を低減させるための技術開発が進められている。これらの技術の確立により、地熱開発のリスクやコストの低減がはかれ、今後FITが見直されても地熱開発が進むことを期待したい。

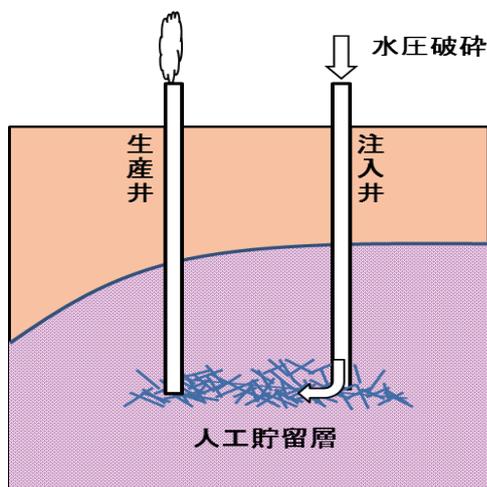


図 3-4-3-6 貯留層造成 EGS の概念

(4) ハイブリッド熱源地熱発電技術^{(23), (24)}

本技術は、NEDO との共同研究事業として開発を進めている。

NEDO では、2011 年の東日本大震災以降、再生可能エネルギー導入拡大が望まれる中、世界第3位となる地熱資源を有する我が国では、ベース電源として活用可能な地熱発電が大きな注目を集めている⁽²⁵⁾。そのため、地熱資源の有効活用のための、環境配慮型高機能地熱発電システムに係る機器開発、現状未利用である低温域でのバイナリー発電システム開発、環境保全対策や環境アセスメント円滑化に資する技術開発等により、我が国の地熱発電の導入拡大を促進するための事業（平成25年度～29年度[平成26年度予算14億円]）を掲げている⁽²⁶⁾。

a. 地熱発電の課題

一般的な地熱発電では、貯留層より汲み出した地熱蒸気をタービンにて仕事をさせ、電気出力を得る。地熱蒸気は日本国内においては概ね 0.5MPa 前後の飽和蒸気であるため、地熱発電では高い熱効率は望めず、汽力発電の熱効率（タービン効率）が約 46% であるのに対し、地熱発電の熱効率は 17% 程度^(注1) と効率の低いシステムとなっている。また、地熱発電システムのタービンは飽和蒸気タービンであることから、タービン入口のノズル部において、特にシリカスケールの析出が、タービン後段においては湿度が増加し、水滴が発生することによるエロージョンが大きな問題となる。近年では、地熱井の探査技術や掘削技術などが発達したため、比較的深部にある地熱資源が開発されるようになり、地熱蒸気圧力が 2MPa 程度まで増加する傾向にある。タービン入口の蒸気圧力が上昇すると、タービン最終段における湿度は益々増加し、前述のエロージョンは益々厳しいものとなるため、ドレンポケットやエロージョンシールドなどの対策を強化する必要がある。

注1) 蒸気井より 0.5MPa 飽和蒸気のみが生産されるものとし、タービン断熱効率は 80%、真空度は 700mmHg（冬期）と仮定した場合における熱効率。ここで、熱効率は以下の式で定義した。

$$\text{熱効率（発電効率）} = \text{発電端出力} / \text{地熱蒸気の総熱量}$$

b. ハイブリッド熱源地熱発電システム

本事業で技術開発するハイブリッド熱源高効率発電システムは、地熱エネルギーと、バイオマスを始めとする他の未利用エネルギーとを効果的に組み合わせることによって、従来の地熱発電システム以上の高効率化を期待するものである（図 3-4-3-7）。具体的には、バイオマス燃焼熱などを外部熱源として利用し、タービンに流入する地熱飽和蒸気を過熱することによって、熱効率 20% 超を狙う。本システムでは、タービンを通過する蒸気が過熱蒸気となることから、従来システムで問題となっているタービンにおけるエロージョンの抑制が期待できるとともに、バイオマス利用の場合、バイオマス発電設備と、地熱発電設備とを別々に建設した場合に比べ、タービン、復水器、冷却塔などの設備を共用できることから経済性に優れる、などの利点を有する。

3-5 省エネルギー技術

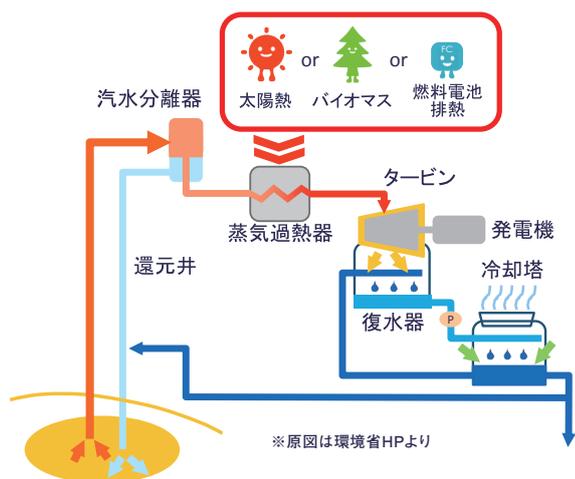


図 3-4-3-7 ハイブリッド熱源地熱発電システム

c. システムの成立性評価

地熱とバイオマスとのハイブリッド熱源発電システムについて、新設ベースで性能、立地優位性などの観点からシステムの成立性を評価するため、3,000kW 級地熱発電プラントを対象として、システム性能および発電原価の試算を行った。その結果、バイオマス投入熱量に対する発電システムの増出力量（送電端）で定義される発電効率、同規模のバイオマス専焼発電システムの送電端効率よりも高く、発電原価は間伐材由来の木質バイオマスのFIT 価格42円/kWhを下回りうることが分かった。今後は、電気事業への理解促進を目的としたヒアリングを継続して実施し、ハイブリッド熱源発電システムの電気事業における商用化を目指す。

エネルギー使用に伴う化石燃料の燃焼によって発生する二酸化炭素 (CO₂) は、人為起源の温室効果ガス (GHG) 総排出量の過半を占め、地球温暖化の最大要因である。

よって、エネルギー使用の合理化 (= 省エネルギー、以下「省エネ」と略す) は、地球温暖化抑制策として極めて重要な意味を持つ。その一方、省エネは不特定多数の消費者による実践に立脚するため、その確実性を担保することが難しい。

省エネを確実に推進するためには、「エネルギーの使用の合理化等に関する法律 (省エネ法)」をはじめとする法制度とあいまって、エネルギー使用機器の高効率化や合理的なエネルギーの使用へ誘導する手法など、ハード・ソフト両面での技術開発が必要となる。

当所においては、電気の有効利用の観点から、長年にわたり省エネルギー技術に関する研究に取り組んでいる。表 3-5-1 に、当所で取り組んでいる省エネルギー技術を示す。

ハード面の技術開発は、ヒートポンプが主な対象である。GWP(地球温暖化係数)の低い冷媒の使用や COP(成績係数 = 機器効率)の向上などを通じた、省エネ、地球温暖化抑制を目指して、機器開発に取り組んでいる。

一方、その他の分野については、各種設備の性能評価、省エネ評価ツールや省エネ技術普及支援ツールの開発、情報提供による省エネ推進など、ソフト面の技術開発が

表 3-5-1 電力中央研究所が取り組む省エネルギー技術

分野	省エネルギー技術	技術の概要	主な成果
ヒートポンプ	低 GWP・高効率 ヒートポンプの開発	無着霜技術の実用化による効率向上や CO ₂ 冷媒ヒートポンプの用途拡大を図る	・家庭用 CO ₂ 冷媒ヒートポンプ給湯機 (エコキュート)の開発
	各種ヒートポンプの性能評価技術	各種用途におけるヒートポンプの実用性能を評価し、 技術開発と普及促進に繋げる	・省エネ法 住宅事業建築主の判断基準への適用
農業電化	食料生産・貯蔵等における ヒートポンプ有効利用技術	ヒートポンプ利用の効用を定量的に評価し、 併せて適正な使用方法を支援する	・温室におけるヒートポンプの最適配置法・運転法 の開発
電化厨房	業務用電化厨房の換気合理化	実験によって電化厨房における換気目的に 即した適正風量を求める	・国土交通省 建築設備設計基準への反映を目指す
電気自動車	電気自動車普及支援技術	電気自動車普及のため、電池性能、 充電設備整備、非接触給電等に 関わる情報提供、ツール整備を行う	・次世代自動車交通シミュレータ (EV-OLYENTOR)の開発
エネルギー消費解析	住宅・ビル・工場等を対象とした エネルギー消費解析	各種エネルギーシステムの省エネ性等を 評価し、施設計画・運用改善に活用する	・エネルギー消費解析ソフトウェア(ECEP)の開発
	職住環境空調の顧客便益と エネルギー消費評価	省エネと快適性、知的生産性など顧客便益との両立を可能 にする評価手法を確立し電気利用の有効性を定量化する	・住宅用温熱環境設計ツール(CADIEE)の開発 ・エアコン選定支援ツールの開発
DR (EMS) (注1)	情報提供による省エネルギー 推進技術	情報提供による行動変容 DR 手法を確立する	・省エネアドバイス自動生成技術開発と 高圧一括受電マンションでの実証

(注1) DR: デマンド・レスポンス EMS: エネルギー・マネジメント・システム

中心である。

なお、ヒートポンプの性能評価は、機器開発においても活用され重要な役割を果たしている。

本節では、以下に当所が取り組む省エネルギー技術のうち主なものについて解説する。

3-5-1 ヒートポンプ活用による地球温暖化抑制

ヒートポンプは、電気等の質の高いエネルギーを利用して、熱を温度の低いところから高いところへ汲み上げる（熱を温度の低いところから奪って温度の高いところへ与える）機器である（図 3-5-1-1）。

熱を与える高温側（放熱側）が加熱用途に利用できるのはもちろん、熱を奪う低温側（採熱側）は加熱のための採熱源であると同時に、冷却用途にも利用できることから、現在では様々なヒートポンプ（エアコン、冷蔵庫、ヒートポンプ給湯機、ヒートポンプ洗濯乾燥機、冷凍冷蔵ショーケース、カークーラー等）によって私たちの生活は支えられている。

また、ヒートポンプの加熱量（ Q_h ）は、外気や工場排温水等からの採熱量（ Q_c ）と投入電気量（ E ）との和（ $Q_h=Q_c+E$ ）となるため、ヒートポンプの効率（ $COP=Coefficient\ of\ Performance$ 、加熱時： $COP \equiv Q_h \div E$ 、冷却時： $COP \equiv Q_c \div E$ ）が高くなるほど、少ない電気で多くの熱を利用することが可能となる。これが、省エネルギー（一次エネルギー消費量削減）・省 CO_2 （ CO_2 排出量削減）技術として、ヒートポンプが国内外で大きな注目を集めている所以である。

今後、ヒートポンプを活用して更なる地球温暖化抑制を図るためには、①低 GWP（地球温暖化係数）冷媒の利用、②ヒートポンプの一層の高効率化、③燃料直焚機器（ボイラー等）から高効率ヒートポンプへの熱源転換、が重要なポイントとなる。

以下、それぞれについて、当研究所の研究紹介を交えながら、もう少し詳しく述べていきたい。

(1) 低 GWP（地球温暖化係数）冷媒の利用

「GWP」(Global Warming Potential, 地球温暖化係数)とは、大気中に放出された場合の冷媒自身の温室効果(地球温暖化に与える影響)を、 CO_2 を基準(GWP=1)と

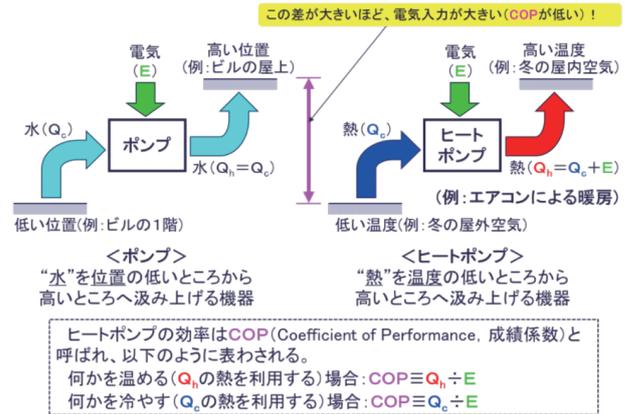


図 3-5-1-1 ヒートポンプの原理

して表す値である。また、「冷媒」とは、ヒートポンプの内部に密封された物質で、低温側（採熱側）から高温側（放熱側）へ熱を運ぶ流体である。

現在使われている主な冷媒は、「フロン系冷媒」と「自然冷媒」の二つに大別され、前者は自然界に元々は存在しない人工合成物質（人が新たに作り出した物質）、後者は自然界に太古から存在する物質である。

この内、フロン系冷媒については、地球温暖化係数が高くかつオゾン層を破壊する CFC (Chloro Fluoro Carbon) と HCFC (Hydro Chloro Fluoro Carbon)、地球温暖化係数は高いがオゾン層は破壊しない HFC (Hydro Fluoro Carbon)、地球温暖化係数が低くオゾン層も破壊しない HFO (Hydro Fluoro Olefin) の四つに大別され、それぞれに物性（分子量や沸点や蒸発潜熱等）の異なる様々な物質（R11, R12, R22, R134a, R32, R404A, R407C, R410A, R1234yf 等）が存在する。

一方、自然冷媒は、地球温暖化係数が低くオゾン層も破壊しない物質で、二酸化炭素 (CO_2)、炭化水素（プロパンやイソブタン等）、アンモニア、水、空気等がある。ただし冷媒ごとに、可燃性が強い、毒性がある、銅系材料を腐食する、圧力がフロン系冷媒の数倍高い、機器の効率が低い、機器のコンパクト化が難しい等の欠点がある。それら欠点を克服する工夫が施された機器（ CO_2 冷媒のヒートポンプ給湯機 = エコキュート、イソブタン冷媒の家庭用冷凍冷蔵庫、アンモニア冷媒の冷凍機等）が商品化され、既に市場に投入されているものの、適用先や市場シェアが限られるなど、現状では自然冷媒が完全にフロン系冷媒と置き換わるような状況には至っていない。

よって、現在使われている冷媒は様々なHFC（GWPが3桁台から4桁台=CO₂の数百～数千倍）が主流だが、地球温暖化防止の観点から、GWPがともに1桁台のHFOと自然冷媒、それらとHFCとの混合冷媒の利用を進める動きが加速しつつある。また、同じく地球温暖化抑制の観点から、機器の使用・廃棄時にHFC等のGWPの高いフロン系冷媒を大気へ放出しないように、技術的な工夫や法による規制（フロン排出抑制法等）もなされてきている。

当研究所ではこれまでに、地球温暖化係数が低く（GWP=1）、オゾン層も破壊しないCO₂に着目して基礎実験と性能予測シミュレーションを行い、CO₂が給湯用のヒートポンプに非常に適した冷媒であることを明らかにした。そして、これら基礎的な研究成果をもとに、東京電力（株）と（株）デンソーと共同で、「家庭用CO₂冷媒ヒートポンプ給湯機：エコキュート」を平成13（2001）年5月に世界で初めて商品化した（図3-5-1-2、図3-5-1-3）。今後も、CO₂等の地球温暖化係数の低い冷媒の各種ヒートポンプへの適用を目指し、技術開発や機器性能評価等を進めていく。

(2) ヒートポンプの一層の高効率化

前述したように、ヒートポンプの加熱量は、外気や工場排温水等からの採熱量と投入電力量との和となるため、ヒートポンプの効率が高くなるほど、少ない電気でも多くの熱を得ることができる。

よって、ヒートポンプの高効率化が進むほど、加熱・冷却に必要な電気が更に少なくなるため、電気の製造・輸送・利用に伴うCO₂排出量が減り、地球温暖化抑制に繋がることになる。

そこで当研究所は、家庭用給湯分野等でのヒートポン

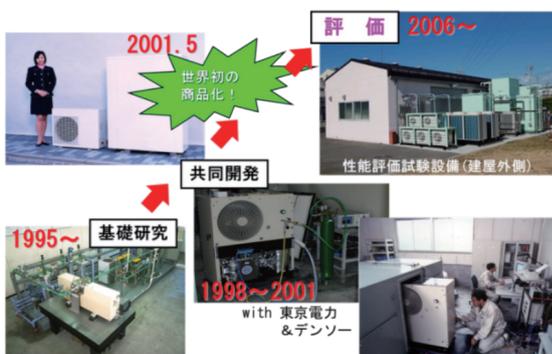


図 3-5-1-2 電中研エコキュート研究のあゆみ

プの高効率化による省エネルギー・省CO₂を図るため、当研究所の横須賀地区に設置した「ヒートポンプ性能評価試験設備」等を用いて、エコキュート等を対象に、外気温度や給湯負荷等をパラメータとした評価試験⁽¹⁾を実施中である（図3-5-1-4）。また、効率向上に繋がる様々な基礎研究^{(2),(3)}にも挑戦しており、これらによって得られた知見を、各種ヒートポンプの更なる高効率化と普及促進に繋げていく。

(3) 燃料直焚機器（ボイラー等）から高効率ヒートポンプへの熱源転換

冷房や冷凍・冷蔵を行う機器のほぼ100%にヒートポンプの原理が使われているのとは異なり、暖房、給湯、プロセス加熱（工場の生産工程における殺菌、乾燥、溶融、蒸留等）では、燃料直焚機器（油焚きあるいはガス焚きの蒸気ボイラーや熱風乾燥器等）が主流である。

これは、図3-5-1-1に示したように、採熱側と放熱側の温度差が広がるほどヒートポンプの効率が低下する（ランニングコストの増加に繋がる）ことに加え、ヒー

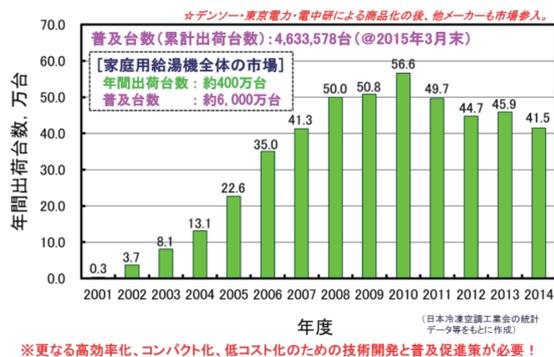


図 3-5-1-3 家庭用エコキュートの国内普及状況

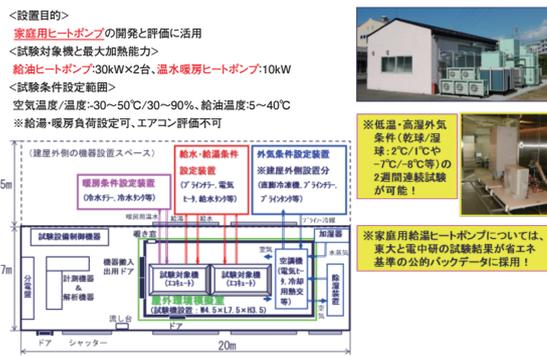


図 3-5-1-4 ヒートポンプ性能評価試験設備の概要

トポンプのインシヤルコストもユーザーの望む価格まで安くない場合もあることから、現状では主に経済性の観点から燃料直焚機器に勝てない分野が存在するためである。

しかし、「外気温が低くなるほどエアコンの暖房効率も低くなる」、「夏季よりも外気温の低い冬季の方が給湯ヒートポンプの効率は低くなる」、「暖房・給湯より高い温度を必要とするプロセス加熱ではヒートポンプの効率は低くなる」といった原理的欠点を技術的工夫によって克服できれば、暖房・給湯・プロセス加熱分野においても燃料直焚機器のヒートポンプへの変更（熱源転換）が促進され、省エネ・省CO₂に寄与できることになる（図3-5-1-5）。

なお、図3-5-1-5はあくまで試算例であり、ヒートポンプによる省CO₂効果は、ヒートポンプの効率と系統電源のCO₂排出係数（発電燃料種別、発電効率、送・変電ロス等に依存）、燃料直焚機器の効率と燃料のCO₂排出係数によって大きく変化することがわかる。

そこで当研究所では、産業用プロセス加熱分野等での熱源転換による省エネルギー・省CO₂を図るため、当研究所の横須賀地区に設置した「ヒートポンプ開発試験設備^{(4),(5)}」等を用いて、産業用の大型蒸気生成ヒートポンプ（SGH165）等を対象に、採熱源（工場排温水等）の温度や生成蒸気の温度等をパラメータとした評価試験⁽⁶⁾を実施中である（図3-5-1-6、図3-5-1-7）。

これらによって得られた知見を、熱源転換メリットが大きくなる高効率ヒートポンプの開発等に活かしていく。

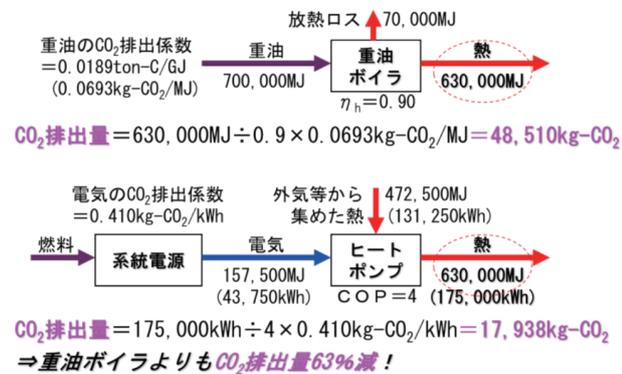


図3-5-1-5 ヒートポンプによる省CO₂効果の試算例

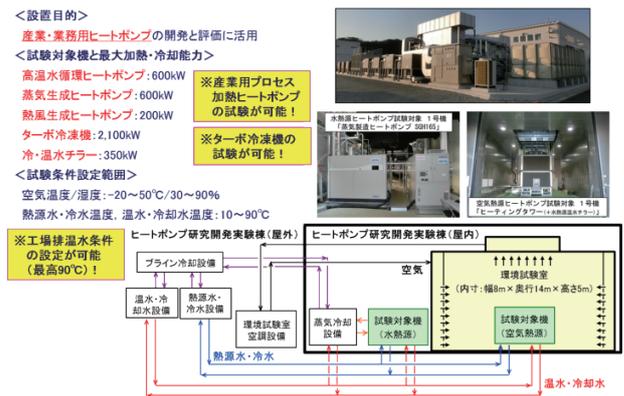


図3-5-1-6 ヒートポンプ開発試験設備の概要

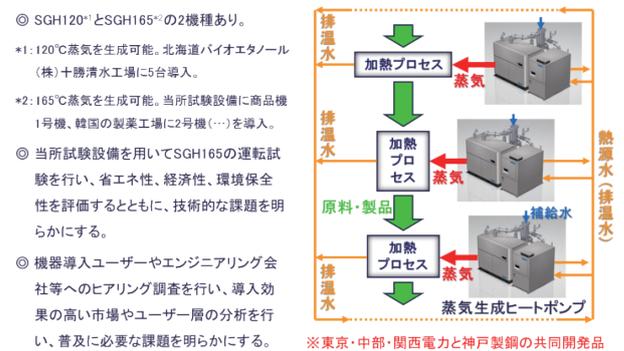


図3-5-1-7 蒸気生成ヒートポンプの性能評価

3-5-2 エネルギー消費解析による省エネ検討支援

(1) エネルギー消費解析

省エネや省CO₂を推進するためには、発電分野だけではなく、一般家庭や業務ビル、工場といったエネルギーを消費する需要家サイドも含めたエネルギーシステム全体での一次エネルギー消費の削減が必要である。

そのためには、室内を好みの温度に保つエネルギーや、所定の明るさにするエネルギー、給湯に必要なエネルギーといった「最終エネルギー負荷」の低減や、最終エネルギー負荷を賄うエネルギー変換機器の高効率化による消費電力・燃料等の「最終エネルギー消費」の削減が挙げられる。なお、最終エネルギー消費は、個別機器の性能だけでなく、システム構成や運用方法等によっても変化する。さらに、最終エネルギー消費を賄うための一次エネルギー消費は、電力システム全体の効率や使用する燃料の種類などによって異なってくる。

したがって、省エネや省CO₂を検討するためには、最終的に電気や熱等として利用される最終エネルギー負

荷から機器が消費する最終エネルギー消費、さらには一次エネルギー消費まで、エネルギー消費システム全体について解析を行い、評価することが重要であると考えます。

そのエネルギー消費解析の基本的なアルゴリズムを以下に示す。

最終エネルギー負荷を $E_{end-demand}$ 、エネルギー変換機器の効率を η_{mech} 、その最終エネルギー消費を $E_{end-use}$ とすると、最終エネルギー負荷と最終エネルギー消費は次のような関係で表される。

$$E_{end-use} = E_{end-demand} / \eta_{mech} \quad (3-5-2-1)$$

また、一次エネルギー消費を $E_{pri-energy}$ 、一次エネルギー源単位（または燃料発熱量）を $\eta_{unit-energy}$ とすると、一次エネルギー消費と最終エネルギー消費 $E_{end-use}$ の関係は次式で表される。

$$E_{pri-energy} = E_{end-use} / \eta_{unit-energy} \quad (3-5-2-2)$$

エネルギー消費解析では、最終エネルギー負荷、エネルギー変換機器の効率、一次エネルギー源単位（または燃料発熱量）を条件として、単位時間ごとに各負荷、各機器について式(3-5-2-1)、式(3-5-2-2)を繰り返し計算し、それらを足し合わせることで、日間、月間、年間の一次エネルギー消費を算出することができる。

(2) 解析支援ツール (ECEP) の概要と省エネ検討事例

需要家サイドのエネルギーシステムは、その構成や運用方法、さらに負荷特性は多種多様であるため、エネルギー消費解析を迅速かつ効果的に行うためには、汎用的に利用できる解析ツールが必要である。そこで当研究所では、その解析を汎用的に行うことができる「需要家サイドエネルギー消費解析汎用プログラム (ECEP)」を開発した⁽¹⁾。以下にその概要を示す。

本ツールの計算実行画面および主な機能の概要を図3-5-2-1に示す。様々なエネルギーシステムを描画ソフトのようにパソコン上のマウス操作でシステム構成を作図でき、諸条件を入力することでそのシステムの電力や燃料消費量を算出し、さらに一次エネルギー消費やCO₂排出量等を算出できる。多くの機器モデルを有し、貯湯槽や蓄熱槽などのエネルギーの入出力に時間差がある機

器や、コジェネレーション機のように2種類のエネルギーを出力する機器を含むシステムについても解析可能である。また、システム構成や機器の運用方法などの条件が柔軟に変更でき、負荷特性や機器特性の入力または変更が可能である。幅広いシステム・条件に対して省エネや省CO₂の検討・評価を柔軟に行うことができる。

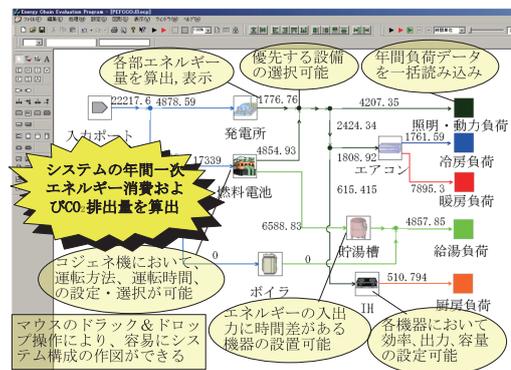


図 3-5-2-1 ECEP 実行画面と主な機能

解析事例を以下に示す。まず、一般家庭用エネルギーシステムについて、同じ最終エネルギー負荷を賄うための二つの異なるシステムを比較した。図3-5-2-2に示すヒートポンプ給湯機を備えた全電化システム、また、次ページの図3-5-2-3に示す燃料電池で電力の一部と熱回収により給湯を賄うコジェネシステムを想定し、一次エネルギー消費量、CO₂排出量を算出した⁽²⁾。その結果、各設定条件によって異なるが、一次エネルギー消費について、全電化システム、コジェネシステムとも、従来システム（給湯負荷にガス給湯器、厨房負荷にガスレンジを利用）よりも20%程度省エネが図れ、さらに、CO₂排出量については、全電化システムにおいて20%以上低減できることが分かった。

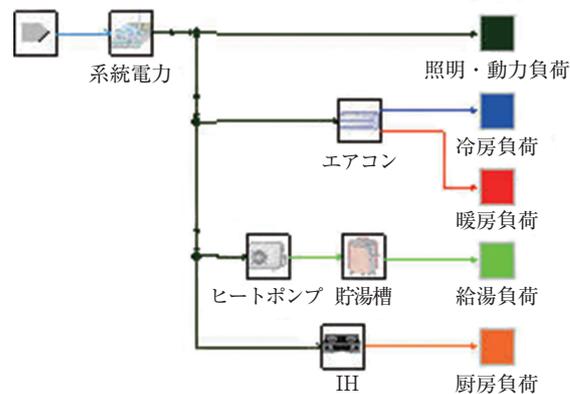


図 3-5-2-2 ヒートポンプ給湯機全電化システム

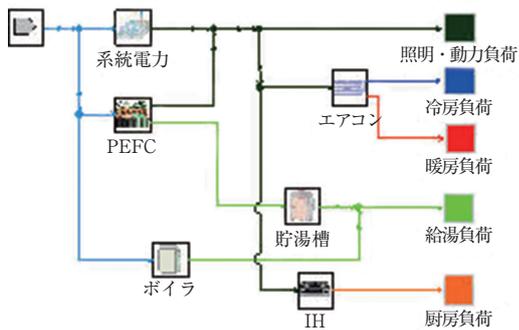


図 3-5-2-3 燃料電池コジェネシステム

産業向けの解析事例として、図 3-5-2-4 に示す自家発電コジェネシステム (CGS) を導入している工場における運転モードの変更前後の比較を行った事例を示す。

CGS の場合、同一のシステム構成でも、電力の需要に合わせて運転を行う電主熱従運転、熱の需要に合わせて運転を行う熱主電従運転の運転パターンが考えられる。それぞれの運転モードでの算出結果およびその比較を表 3-5-2-1 に示す。電主熱従運転の際には、熱の需要より CGS からの熱の供給量の方が多かったため熱を廃棄していたが、熱主電従運転を行うことにより、熱の廃棄をなくすことができ、CGS を効率よく運転できるため、エネルギー利用率が向上したことがわかる。

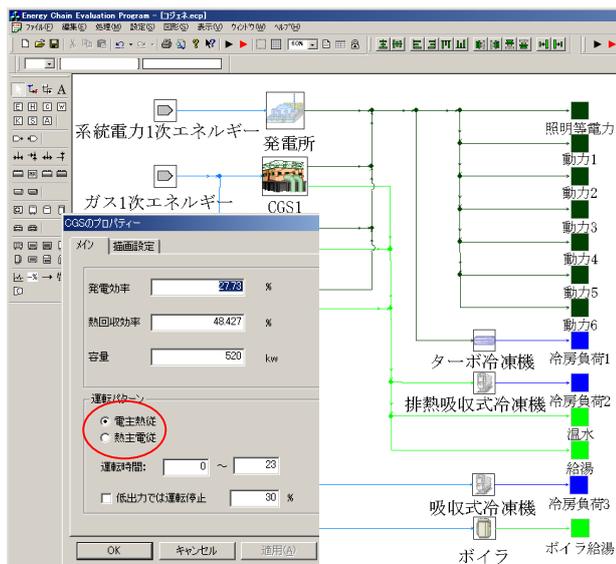


図 3-5-2-4 CGS システム

また、図 3-5-2-5 に示すように、大規模工場において使用されている圧縮機の性能変化を解析し、その性能を改善した場合の工場全体のエネルギー消費および CO₂ 排出量の削減効果を示した。また、ボイラや吸収式冷凍機を高効率機器に変更した場合の効果を定量的に示すことができた。

今後、多様化するエネルギーシステムに対し、適切な解析・評価を支援することで、省エネ・省 CO₂ の推進に貢献していきたい。

表 3-5-2-1 解析結果

	電主熱従運転	熱主電従運転
エネルギー利用率 (%)	75.5	80.2
CO ₂ 排出量 (kg-CO ₂ /year)	635.0	615.1

エネルギー利用率 = (全最終エネルギー負荷) / (一次エネルギー消費)

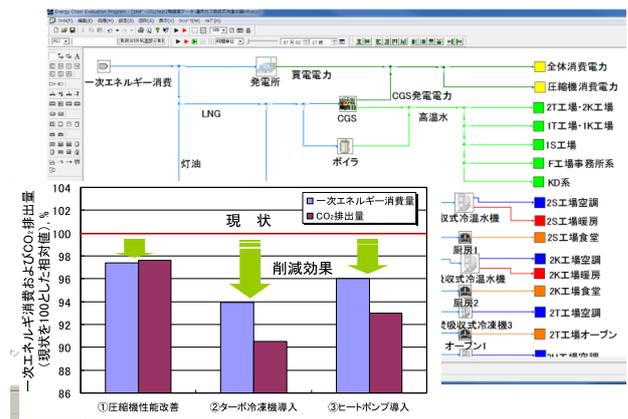


図 3-5-2-5 大規模工場の解析結果

3-5-3 エアコン選定ツール (エアコンの選定による省エネ)

(1) エアコンの消費実態と消費電力シミュレーション

家庭で使われる全電力のうち、エアコンの占める割合は 7.4% であり⁽¹⁾、また夏期の最大需要発生日には、ピーク時の在宅世帯の消費電力の 58% をエアコンが占めると報告されている⁽²⁾。今後、更なるエアコンの普及率拡大、また住宅の高気密化を背景とした暖房への利用増加の可能性を考えると、エアコンの合理的な利用による省エネ対策が重要である。

エアコンの省エネ対策は大きく分けて、①利用時間の削減や利用時の温度緩和といった運用変更によるもの、

②建物の断熱性・気密性の向上やすだれの利用等によって、室の熱負荷自体を削減するもの、③負荷特性に応じた機種を選択や高効率機種の導入によって、処理熱量あたりの消費電力を削減するものがある。

上記のいずれの方策についても、方策実施時の省エネ量や、室内の温熱快適性への影響を評価・推定するためには、環境試験室や模擬住宅等を用いた実験、またはコンピュータによる計算（シミュレーション）を行う必要がある。実験には多くのコストと労力がかかるため、シミュレーションが補完する技術として有効であるが、その際には、様々な室条件・利用条件でのエアコンの消費電力や冷暖房能力を算出する必要がある。

しかしながら、エアコンの消費電力は、室内外の温湿度や室内の発熱等の利用条件によって、カタログに示されている値から大きくかい離する。また、同様の利用条件下でも、機種によって、その消費電力は異なる。

そこで当研究所では、様々な機種について、室内外の熱的な条件が変動する冷房・暖房運転時の消費電力・COPを推定するための「エアコン熱源特性モデル」を開発した。本モデルは、冷凍サイクルによる熱移動と、コンプレッサーやファンなどが消費する電力量の関係を定式化し、この式を任意のエアコン運転条件下で解くことによりエアコンの消費電力などの定常時特性を模擬するものである。本モデルでは、特定機種の実測データから入出力特性を模擬するものではなく、メーカー公表値（技術資料である仕様書に掲載のデータ）を用いて熱源特性のモデル化を行う。これによって、機種特性の公表されている任意の機種モデル化を行うことができ、またモデル化を行った機種に対して、任意の運転条件下でのエネルギー消費効率を算出できる特徴を有している。

本モデルを、非定常の熱負荷計算プログラム（CADIEE: コラム9参照）に組み込むことによって、任意の気象条件・住宅条件・利用条件下におけるエアコンの消費電力と室内の温熱環境を推定できる。

(2) エアコン選定の現状と課題

前節にて、省エネ方策として③負荷特性に応じた機種を選択を挙げた。生活者がエアコンを購入する際、一般的に用いられる畳数めやす（設置する部屋の広さ）による選定では、部屋の熱負荷から求められる冷暖房能力よりも過大な機種が選定され、消費電力量、CO₂排出量の

増大につながるものが指摘されている^{(3),(4)}。また一般に、冷暖房能力の大きい機種は販売価格が高く、必要以上に大きな機種を選定することは合理的ではないと考えられる。

そこで当研究所ではこれまでに、エアコン選定方法の現状に関する調査を行い、以下の課題を抽出した（次ページの図3-5-3-1）。

- ① 生活者がエアコンを購入する際に一般的に用いられている畳数めやす（設置部屋の広さ）は、1964年に、当時の住宅の断熱仕様を元に決められており、その後は改正されていない。そのため近年の高気密・高断熱の住宅において畳数めやすを用いると、過大な冷暖房能力を持つ機種が選定され、消費電力量、CO₂排出量の増大につながる可能性がある。
- ② 従来の選定方法には、生活者のライフスタイルや、環境性、経済性、快適性といった生活者が重視する項目（以下、選好と記す）の度合いを考慮できる選定基準がない。
- ③ 市販機種の中から生活者が合理的かつ簡単に選定できる仕組みがない。
- ④ メーカーや家電量販店は、冷えない、暖まらないリスクを避けるために冷暖房能力が大きい目の機種を勧める傾向にある。

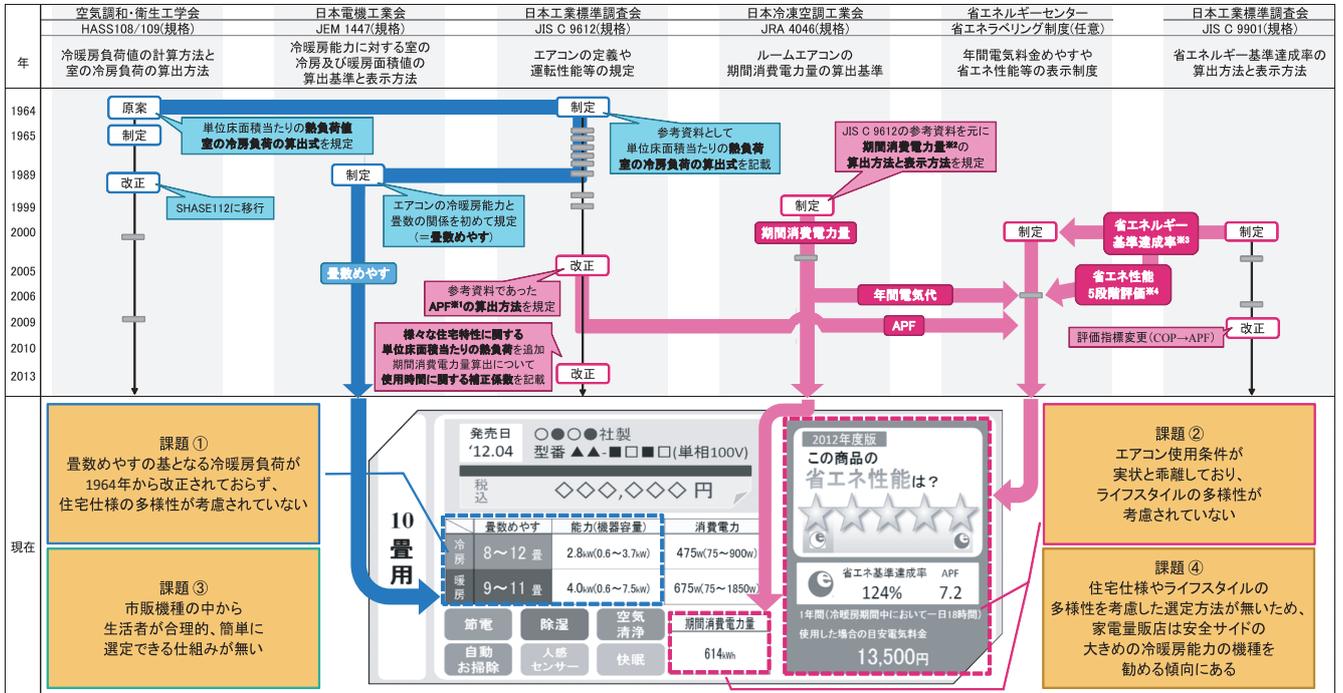
(3) エアコン選定支援ツールの開発

前述の課題に対して、生活者の多様な住まい方を考慮した適切なエアコンを選定するための支援を行うツールを開発した。

本ツールでは、地域やエアコンを利用する部屋の断熱性能、畳数、方位、階といった住宅特性、またエアコンの設定温度や使用時間帯といったライフスタイルに対し、冷暖房能力や価格帯（普及機と高機能機）の異なる様々なエアコンを利用して冷暖房を行った際の消費電力、室温を詳細に計算する。その結果を予めデータベースとして蓄えた上で、利用時に入力された条件にあった機種を推薦するものである。入力条件として、上記に示した住宅特性、ライフスタイルのほか、消費者の選好を入力可能としている。消費者の選好は、環境性（排出するCO₂の量をいかに少なくするか）、経済性（エアコン購入費と電気代の総和をいかに少なくするか）、快適性（設定温度までの立ち上がり時間をいかに短くするか）

の3点で評価しており、意思決定手法の一つである階層分析法を用いて三つの評価指標の重要度を点数化し、どの機種が良いかを算出している。

ツールはタブレット型PC上で動作するように設計されており、簡易かつ短時間の入力で解を得られるようになっている(図3-5-3-2)。



※1 AFP= 期間総合負荷 / 期間消費電力量⇒ 年間エネルギー消費効率のこと。 ※2 冷房期間消費電力量と暖房期間消費電力量との和⇒ 「一日18時間(6~24時)、東京を対象」をエアコン稼働条件として求める。 ※3 省エネ基準達成率(%)=(APF/目標APF)×100⇒ 2000~2009年はCOPを使用。 ※4 省エネ基準達成率に基づいて表記される。 ※5 表示と関連のない事柄の訂正

図3-5-3-1 生活者がエアコンを選ぶ際の主の判断材料と従来の選定方法の課題

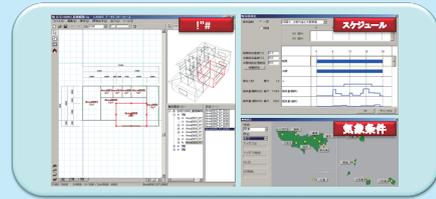


図3-5-3-2 エアコン選定支援ツールの表示画面例

家庭部門における最終エネルギー消費の約3割は冷暖房によるものであり、居住空間の温熱快適性の良否とも密接に関わっている。温熱快適性と省エネルギーの両立を図るためには、住宅性能、空調機器性能、居住者の住まい方の視点から同時並行的に検討を進める必要があるが、このための検討ツールは十分に整備されていなかった。このため、当研究所は住宅用室内温熱環境設計ツール CADIEE を開発した。住宅内の室の配置、使われ方は様々で、相互に熱影響を及ぼし合う。そこで、多数室の伝熱を一度に計算できるように建物をモデル化する必要がある。多数室における熱的な変化を長期（例えば1年間）で計算するため、CADIEEでは、網目のように配置され、かつ隣り合う同士接続された質点の集合体の熱的振る舞いとして捉え、熱的な変化を数値的に解析する。本ツールの特長は以下のとおりである。

- ① ウィンドウズ OS を搭載したパソコンで使用でき、シミュレーションのための GUI が整備されているため、実用性が高い（図1）。
- ② 住宅の年間暖冷房負荷を正確に計算できる方法として、国土交通大臣の特別認定を取得している（図2）。このため、本ツールで評価した住宅の熱的性能を公式な評価結果として公表することができる。
- ③ 住宅の設計段階において、建築後の年間の温熱快適性やエネルギー消費をシミュレートできる。このため、温熱快適性、省エネルギーの両面において性能の高い住宅の普及に寄与できる。
- ④ 温熱快適性に及ぼす影響が大きいにもかかわらず、従来軽視されてきた放射伝熱現象を精度よく扱える。このため、低放射ガラスなどの窓性能や床暖房の効果など、新しい住宅技術に対応できる。
- ⑤ 詳細な気流解析機能を持ち、エアコンなどからの吹き出し気流を精緻にシミュレートでき、吹き抜けのある住宅の空調・換気などに対応できる（図3）。

データ入力画面



データ出力画面

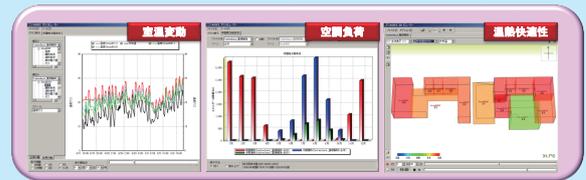


図1 Windows用GUIの概要



図2 負荷計算に関する大臣認定書

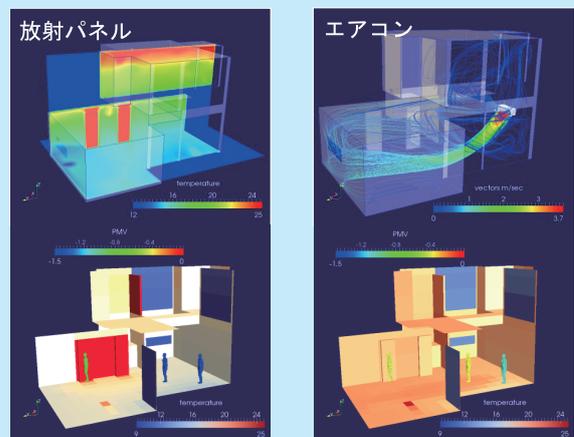


図3 気流解析結果の可視化例

3-5-4 電気自動車（環境にやさしい電気自動車）

(1) 電気自動車導入による低炭素化、省エネ化

我が国の運輸部門からの二酸化炭素（CO₂）排出量は、経済成長とともに徐々に増え、2001年をピークに、約2億トン、全体の20%を維持している。そのうち、90%程度が自動車からで、高効率化とゼロエミッション燃料の利用で大幅なCO₂排出削減が期待できる。技術進展により自動車の高効率化が進んでいるが、車両が大きくなるなど、全体的には低減は進まない。世界的には、年間の販売量で、中国が米国を抜き、インドなどの発展途上国での自動車販売量が増加している。今後、先進国以外での車両台数の大幅な増加も見込まれる。

内燃機関と電動のハイブリッド化技術が進展し、電気自動車（EV）の市販も進んでいる。普及拡大には、先進国が率先して、ゼロエミッション自動車の導入することが重要である。

EVは電動駆動のため、ガソリン自動車などの内燃機関駆動のような排熱はなく、効率も高い。電動駆動では、回生制動によるエネルギー回収もあり、高い燃料消費率で走行する。そのため、CO₂排出量の抑制にも効果的である一方、充電を行う電源の排出原単位に大きく依存する（図3-5-4-1）⁽¹⁾。

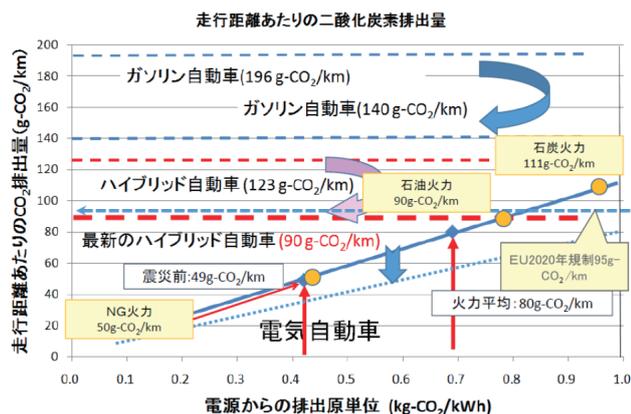


図 3-5-4-1 電源からの排出原単位に依存した車両のCO₂排出量

原子力や水力、再生可能エネルギーによる発電では排出ゼロになるが、石炭火力発電では、ハイブリッド自動車（HEV）よりも悪くなる可能性がある。一方、欧州では2018年には、95g-CO₂/kmの排出量規制導入が決まっている。ハイブリッド自動車でも厳しい値である。また、

米国カリフォルニア州でも、ZEV（ゼロエミッション自動車）規制で、数万台を販売する自動車メーカーが排出抑制規制の対象となる。全米にも展開される可能性もある。一方、EV性能が向上すれば、図3-5-4-1の直線の傾きは小さくなり、走行時の排出量は低減できる。更なる充電効率・回生制動の向上、電池重量の軽減、冷暖房機能などの車両性能向上が期待される。

EVは、走行時に排熱、排ガスが全くなく、走行する街のエネルギー消費の低減も期待できる。夏の暑い日には、住宅やビルに加えて、自動車の排熱による、都市のヒートアイランドが起きる。23区内を走行する乗用車や軽自動車のEV代替で、排熱がなくなり、昼間の時間帯に約0.6度の低減が期待できるとの試算がある（図3-5-4-2）⁽²⁾。これにより、昼間の冷房使用負荷が3万kW相当を削減できる。また、CO₂のみならず、NO_xやPM（粒子状物質）の排出もなくなり、トンネルや地下駐車場の換気による電力負荷の低減も期待でき、都市の省エネ化に相乗効果もある。

2015年末に燃料電池自動車（FCV）が市販された。水素充填スタンドの整備が進められている。しかし、CO₂削減では、燃料である水素の天然ガスなどの化石燃料を原料とした製造時は、水素充填のための80MPa以上の高圧化、水素タンク保護のためのプレクール（-20℃以下の冷却）、さらに輸送・貯蔵には、エネルギー消費にCO₂排出が伴うことも考慮すべきである。

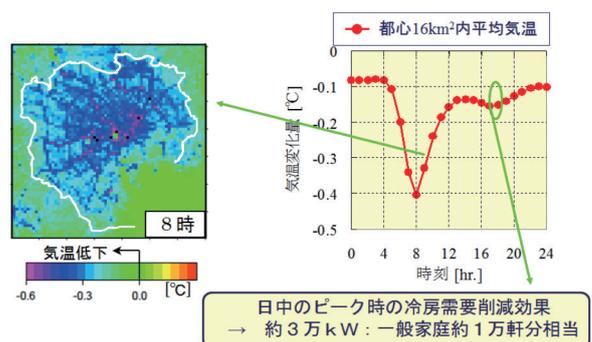


図 3-5-4-2 夏季晴天弱風日を対象とした効果の試算例

(2) 電気自動車の普及拡大に向けた課題

a. 導入の阻害要因

EV普及の阻害要因を購買対象者への調査したところ、一充電走行距離が実質100km程度と短い、それを補う充電インフラ整備が不十分、従来の車両コストより

割高が挙げられた⁽³⁾。また、現状のコスト格差60万円以上、一充電走行距離100km程度では、0.1%の導入しか期待できないが、コストが同等、走行距離300km程度までの延伸で、4.8%まで期待値は上がった。一充電走行距離の短さを補う充電インフラの整備の不足も不満である。一般家庭や駐車場での普通充電では、充電ケーブルの汚れ、重さ、充電箇所の照明不足なども不満要因になる。

プラグ接続の不要な非接触充電は、携帯機器などの小さな出力では実用化が進むが、EVのように数kWと大きな出力では、電磁界、効率向上、熱損失対策等の課題があり、安全性の基準作りの段階にある。前述のように、EVの分散型電源としての利用への期待⁽⁴⁾もあり、当研究所では、双方向での非接触充電給電技術の開発も進んでいる⁽⁵⁾。

b. 搭載電池の劣化評価

EV性能向上は、二次電池技術である。一充電走行距離の延伸には、軽量・コンパクトな二次電池の実用化が必要である。国では、EV用二次電池の研究開発シナリオ⁽⁶⁾を設定し、国家プロジェクトで「革新型蓄電池先端科学基礎研究事業」(2009年から7ヵ年)にて、従来のリチウムイオン電池を凌駕する高エネルギー密度の高性能電池開発を進めている。高エネルギー密度ではリチウム硫黄電池や空気電池が、また、安全性向上では固体電解質電池などの研究開発が進められている。

EV運用では、走行距離の短縮に繋がる二次電池性能劣化が一番の懸念事項である。走行距離短縮でEVが使用されなくなった経験が実証事業である。当研究所では、補助コンビネーションメータ(図3-5-4-3)を使い、実使用しているEVを定期的に性能計測している。走行距離のみではなく、納入時からの経過日数の影響も検討している。さらに、電池劣化傾向から簡易な評価手法を提案している^{(7),(8)}。

c. 充電インフラ整備

前述のように一充電走行距離の短さを補うためには充電インフラ整備が重要である。充電インフラとして普通充電と急速充電の2種類が整備されている。普通充電は、交流3kWで車両に供給し、インフラ整備費は低コストで、一般の家庭や駐車場にも用意に設置ができるが、

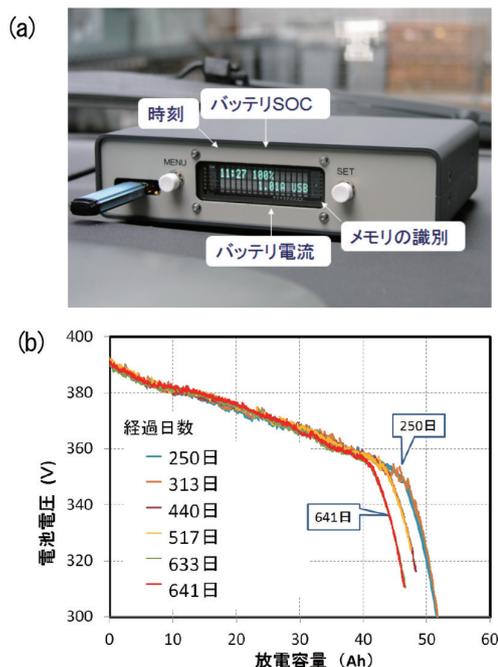


図3-5-4-3 EV搭載の(a)補助コンビネーションメータとその結果から算出した(b)二次電池の容量低下傾向

100%までの充電には数時間と長い時間を要する。一方、急速充電は、20～50kWで供給し、高電圧受電となり、コスト高になるが、70～80%まで十数分の短時間に充電できる。

EVの一般市販に合わせて、一般家庭や商業施設の駐車場などに普通充電設備の設置に関するガイドブックが、経済産業省と国土交通省での検討会でとりまとめられた^{(9),(10)}。一方で、国は急速充電スタンド整備の推進のために、当研究所で開発した交通シミュレータ⁽¹¹⁾で全国の道路、地形を考慮した検討結果を基に、2014年に国が設置モデルプランを作成・発表した。自治体と協力して、補助金を活用して整備を加速させている。都市圏を中心に充電インフラは整いつつある。

(3) 今後の課題

運輸部門での電化によるCO₂排出量削減のポテンシャルは大きい。充電に使う電源の排出原単位が改善されれば、さらにその効果は大きくなる。一方、災害時の分散型電源として価値も評価されているが、さらに、再生可能エネルギーのより不安定な電源の太陽光・風力発電からの余剰電力吸収への活用も考えられている⁽¹²⁾。車両性能向上、二次電池技術の向上、充電インフラ整備を進め、百万台まで普及を進める必要がある。

3-6 温暖化抑制のための政策の研究

当研究所では、地球温暖化の科学的知見・技術的な対策の検討に加えて、温暖化対策のための政策のあり方についての研究を実施してきた。望ましい政策のあり方としては、科学的知見を適切に踏まえ、技術開発を促進し、費用対効果の高い方法で温暖化防止という効果を挙げ、といったことが求められる。しかし現実には、政治的利害など、様々な社会的な制約があるために、政策は必ずしも所期の効果を上げることができない。このため、政策の効果について分析し、その改善策を検討・提案していくことが必要となる。以下本項では、まず IPCC のシナリオと政策評価に触れた後、個別の課題として、産業界の自主的取り組み、原子力政策、省エネ・節電、再生可能エネルギー、国際的な枠組みの研究について紹介する。なお、ここで述べるシナリオは 2-1-2 (2) 節で示したものと同じものである。

3-6-1 IPCC のシナリオと政策評価

当研究所は、IPCC 発足以来、継続的に寄与を行ってきた。特に、第五次評価においては、杉山大志上席研究員が第三部会において、日本からただ一人の統括執筆責任者として、2つの要約（政策決定者向け要約 (1)、技術的要約 (2)）、および「国および自治体の政策 (15 章) (3)」の取り纏めを行った。同報告書の解説は文献 (4) に詳しくまとめている。本項ではその中から、特に IPCC のシナリオと政策評価について概説する。

今回の IPCC 報告書は、「地球温暖化を 2 度以下に抑制するシナリオ」（以下、2 度シナリオ）について詳しく報告している。

一部報道では、「IPCC は、2 度シナリオは実現可能であり、世界はそれを目指すべきであると提言した」というものがある。だがこれは間違いである。IPCC は「提言」はしていない。そもそも提言することは禁じられているからである。IPCC は、2 度シナリオとは、どのような技術的対応を意味するかということ、および、その実現のための前提条件について記述している。

あるいは、「IPCC は、2 度シナリオは安いコストで済むことを示した」という報道もあるが、これも誤りである。2 度シナリオの実現のためには、現状からみると、

技術と政治の両面で奇跡的ともいえる変化が必要である。これは不可能ではないが、決して容易ではない。

- いわゆる「2 度シナリオ」の骨子は以下のとおりである。
- ・地球温暖化を産業革命前に比べて 2 度以下に抑制することは、概ね、2050 年までに世界全体で 10 年に比べて 40～70% の排出量を削減することを意味する。このとき、再生可能エネルギー、原子力、CCS（発電所等から排出される CO₂ を地中に埋める技術、Carbon Capture and Storage）の合計による低排出エネルギー供給は、10 年時点の 3 倍から 4 倍に達する。
- ・2 度シナリオが実現するための条件は、世界の国々が一致協力して排出削減に取り組むこと、および、多くの温暖化対策技術が進歩し普及することである。つまり国際協調と技術革新の両者が条件となる。

(1) 2 度シナリオの 2 つの前提条件

さて上記の 1 点目は分かり易いが、2 点目については説明がある。「国際協調と技術革新の両者」とは、どういうことか？ IPCC はこれを詳しく説明している。

まず、国際協調について。2 度シナリオは、現実を大幅に単純化した数値モデルに依存している。そこでは、資源量や技術の効率・コスト等は考慮されている。だが安全保障と国際競争の懸念については一切考慮されていない。これは極めて重要な限界である。なぜなら現在、世界諸国のエネルギー選択において、この両者は最も重要な要因だからだ。

IPCC が示唆しているのは、2 度シナリオが実現するためには、諸国が、安全保障や国際競争の懸念なしに、専ら温室効果ガス排出削減に励むことが条件になる、ということである。2 度シナリオでは、例えば中国が、自国産の石炭利用を極端に減らしてロシア等の外国から天然ガスを大規模に輸入し、さらには、高価な CCS や太陽光発電を、産業の国際競争力についての懸念をすることなく、大規模に導入する、と想定する。残念ながら、今の世界情勢はこれとはかけ離れている。

では技術革新はどうか。これも、2 度シナリオには、首を傾げざるを得ない条件がつく。それは、バイオエネルギーと CCS を現在の石炭や石油に匹敵する規模で導入することで、21 世紀末には世界全体の発電による CO₂ 排出を「マイナス」にする、という想定である。

だが IPCC はこの問題点も説明している。バイオエネ

ルギーは生態系保全や食料安全保障を妨げる懸念がある。CCSは未だ商用化されていない。コストや社会受容性の壁を越えられるかは、全く未知である。

こうしてみると、2度シナリオの実現には現状から見ると奇跡的な変化が必要である。このことを、報告書のとりまとめにあたった Ottmar Edenhofer 共同議長はプレスリリースで「the challenge is huge, huge, huge」と表現した。

IPCC では2度シナリオのコストも報告した。国際協調と技術革新が理想通り進む場合でも、温暖化対策のために、30年において世界のGDPの1～4%が失われるとした。例えば現在の日本のGDPの1～4%といえは5兆円から20兆円だから、これは相当な金額である。

のみならず、技術革新が停滞したり、国際協調が不完全な場合には、このコストはさらに跳ね上がる。コストは容易にこの数倍になるし、コストが無限大、すなわち「解なし」となる場合もある。以上の検討を踏まえて、2度シナリオの実現は極めて難しいのではないかと、この見解があることも記載されている。

(2) 「2度」の科学と政治

何やら現実味が薄いようだが、ではなぜIPCCは2度シナリオについて特に詳しく報告したのか？

これは政治的な要請に答えるためだった。「2度」は古くは1979年の文献に既に言及されているが、さほど根拠があったわけではない。いまでも温暖化の悪影響はよく分かっていないが、当時はもっと分かっていなかった。何となく、産業革命前の2倍程度が温室効果ガスの抑制目標として適切と考えられ、それは当時のモデルでは2度程度の温度上昇を意味する、といった程度の認識に基づく数字の選択だった。

だが環境問題においては、しばしば、この手の数字はマジックナンバーとなる。「2度」は温暖化防止の象徴とされるようになった。政治においても、まず欧州連合の目標になり、次いでG8や国連の目標とされるに至る。これを受けて、研究者は2度シナリオを集中的に研究するようになった。各国、とくに欧州政府は、それを奨励した。

このため、IPCCの文献調査対象も、2度シナリオが極めて多くなった。もちろん、研究者たちは、2度だけではなく、3度や4度のシナリオも検討している。だが、

IPCCの取り纏め過程においては、徐々に政治的な影響が強くなり、とくに諸国政府がベルリン総会でその文言を一言一句交渉する「政策決定者向け要約 (Summary for Policy Makers=SPM)」に至ると、イギリス・ドイツなどからの強い意見もあり、専ら2度シナリオだけが議論されるようになった。

だがこれはシナリオ分析としては落第であると筆者は思う。本来はシナリオ分析というのは、さまざまな将来像を政策決定者に示し、意思決定の材料にするためである。今回のIPCCのシナリオ分析では、選択肢はただ1つ、2度シナリオに絞られており、それを実施するか否かしか議論の余地がない。

結局のところ、2度シナリオは、実現可能性の乏しいものになったと言わざるを得ないが、その一方で、他のシナリオは詳しく分析されていない。これでは、残念ながら、現実的な政策決定の参考にはならない。

(3) 京都議定書と排出量取引に厳しい評価

さて、とかくシナリオばかりが目される傾向にあるが、今回のIPCC報告では、これまでの政策の実証的な評価が行われている。

温暖化対策について、環境経済学は、排出量取引や環境税などの形で「炭素価格を設定する」ことを重要としてきた。これを受けて、鳴り物入りで導入されたのが、京都議定書やEU排出量取引制度 (Emission Trading Systems=ETS) である。だがいずれもIPCC報告では厳しい評価となっている。

“京都議定書は、気候変動枠組条約 (UNFCCC) が提供する目標を実現するための、最初の法的拘束力ある段階であった。だが、それは意図されたように成功しなかった。理由は、不完全な参加と遵守、京都議定書が存在しない場合にあって発生したであろう先進国の排出削減に排出権を与えたこと (訳注: ロシアなどに過剰な排出権が割り当てられたことを指している)、過去10年間で急速に成長している途上国の排出量を規制しなかったことによる (「技術的要約」より)”

EUでは、大がかりなETSが導入されたが、「効果は限定的」で、排出権の低価格は「構造的なものであり、対処することは政治的に難しいことが証明された」としている。

“ETSは、排出権が緩かったり、拘束力がなかったり

したために、期間中の排出削減の効果は限定的だった（「政策決定者向け要約」より）”

“ETSは意図されたほどに成功しなかった。ETSは国境を越えた排出量取引が機能しうることを示したものの、近年の恒久的な低価格は、追加的な排出削減についてのインセンティブを与えることがなかった。……13年末の執筆時点において、過剰な排出権を取り除くことによって低価格の問題に対処することは、政治的に難しいことが証明された。……ETSは、政治的に実施可能にするために、排出削減の効果を犠牲にする形で実施された（技術的要約及び本文14章より）”

IPCCは、低価格の問題に対処するために当局がとった様々な対応や、学界の提案についても詳しく言及している。だが、多くの方法は考案できるものの、排出枠を厳しく設定し直すことには、政治的な困難がつきまとうという現実が突き付けられた。

なお、筆者が欧州の研究者と議論をすると、「諸問題はあるが、“制度的な慣性”、つまり官僚組織の肥大化や既得権益があるために、欧州からETSが消えてなくなることは絶対はないだろう」との意見がほとんどである。これは日本にとっても重要な教訓であろう。

3-6-2 自主的取り組みの研究

政府と企業間の合意に基づき、各々の業種や企業の特性にあったきめ細かな対策を立て、省エネや温室効果ガス排出削減の目標に向かって行動することを「自主的取り組み」という。これまで、多くの国で、環境対策のために様々な形の自主的取り組みが取り入れられてきた。IPCC（2014）は、自主的取り組みは1）プログラム型、2）協定型、3）政策パッケージ一体型の3つに大別できるとした⁽¹⁾。

プログラム型は参加意思を示した企業のみが取り組むもので、米国やオーストラリアでは公的な自主参加型プログラムが多用されてきた。プログラム型の自主的取り組みでは、企業が個別に参加意思を決定することから、いかに多くの企業に参加を促すががプログラムの成否を左右する。また、多くのプログラムが目標未達時の罰則を設けていないことから、環境影響を疑問視する意見⁽²⁾もある。

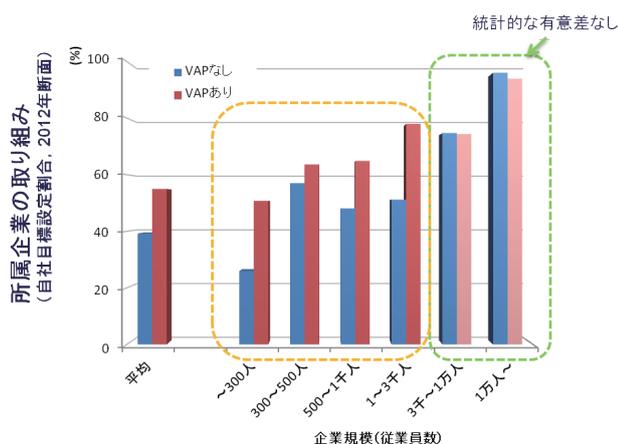
他方、協定型は1990年台の欧州で幅広く活用された。

政府と企業あるいは企業グループとの間での協定に基づき、企業が法規制にない環境配慮行動をとる代償として、政府が税負担の軽減や規制の優遇などの便宜を図る。このため、協定型の自主的取り組みは従来の政策措置を補う性質を持つ。2005年にEUで排出量取引制度（EU ETS）が導入されると、西欧諸国での自主協定は重要度を失ったが、オランダ、ベルギー、スウェーデンなどでは、今でもEU ETSではカバーされない小規模企業あるいは非エネルギー集約型企業を対象とする自主協定が存続する。政府が具体的な参加インセンティブを提示し、かつ目標不遵守時のペナルティを設定することから、協定型の自主的取り組みの企業参加率・遵守率は共に高い。しかしその環境効果については、企業意識や行動変化に有効とする肯定的な見解^{(3),(4)}と、企業活動の現状追認に過ぎず、追加的な効果に乏しいとする否定的な見解^{(5),(6)}とで分かれる。

これに対し、日本の産業界が実践する自主的取り組みは第3のタイプに属する。「政策パッケージ一体型」とは、規制やそれに代わる経済的措置と呼ばれる従来の政策措置のみでは必ずしも適切に政策目標を達成できないことから、それを補うために、自主的取り組みを通じて企業の合理的な対策を促すことを意味する。

企業的意思決定が、必ずしも経済合理性だけに基かないことはよく知られる。組織内の分権構造や情報の非対称性に基づく限定合理性や、経営戦略上の優先度などのために、経済性のある省エネ・温暖化対策が実施されていない事例は数多く存在する⁽⁷⁾。日本の産業界が取り組んできた環境自主行動計画（VAP）は、このような現状において、業界団体を中心とした省エネルギー技術やエネルギー管理体制のノウハウの共有を通じ、それぞれの業種に応じた適切な方法で、経済性のある省エネ・温暖化対策を促してきた^{(8),(9)}。

当研究所では、業界団体が中心となって進めた日本のVAPが企業行動に与えた具体的な影響として、企業の温暖化対策目標設定に着目して定量評価を試みた。その結果、特に中小企業において、目標設定に有意な効果があったことを示した（図3-6-2-1）。



(電力中央研究所による分析結果。
2014「自主行動計画の総括的な評価に係る検討会とりまとめ」所収)

図 3-6-2-1 中小企業に対する自主行動計画の役割

中小企業には未実施の経済合理的な省エネルギー対策が多く残されているにもかかわらず、政策介入のコストがかかりすぎるために、従来の政策措置では対象外とされてきた。業界団体を中心とする VAP の取り組みは、このギャップを埋めることに成功した。当研究所が実施したインタビュー調査からも、日頃、生産活動や規制動向に関する業界内での情報伝達機能を担い、業界内の企業の実情を熟知する業界団体の存在が、効果的な VAP の実施を可能にしていたことが確認できる⁽¹⁰⁾。

3-6-3 原子力政策の研究

発電の過程で CO₂ を排出しない原子力発電の活用は、地球温暖化対策の有効な手段の一つである。しかし、2011 年 3 月の福島原子力事故の発生は、我が国の原子力利用を取り巻く社会情勢と政策に大きな変化をもたらした。

当研究所は、これらの変化が我が国の今後の原子力利用にどのような課題を生じさせ、それがどのような帰結を社会にもたらし得るか、について、世論調査、モデル分析、比較制度分析等の手法やアプローチを用いることによって、変化の背景にある社会意識の分析や、課題克服策の検討も含め、研究している。

以下、それぞれの研究内容を概観した上で、成果の一例として、長期エネルギー需給見通しにおける原子力の位置づけに関する分析結果を紹介する。

(1) 原子力政策研究の概要

a. 震災後の環境・エネルギー問題に関する世論の変化

東日本大震災と福島原子力事故を経験し、人々の環境やエネルギーに対する考え方は大きく変化した。当研究所は、この変化を把握するため、それが日常生活のエネルギー消費行動にも定着したと考えられる、震災後 3 年後の 2014 年 3 月に、全国 11 都市（札幌、仙台、新潟、東京、富山、名古屋、大阪、広島、松江、高松、福岡）の成人男女 3,600 名を対象に訪問留め置き法に拠る世論調査を実施し、2008 年 8 月に実施した調査との比較を行った。

2014 年調査では、今後のエネルギー政策に関して、自然エネルギーや新エネルギーの利用への期待が高い一方、原子力発電の再稼働を重要であると考えている人が少ないこと等が明らかとなった。また、2008 年調査と比較して、化石燃料資源利用による環境影響や資源枯渇等といった、原子力利用の意義を示すエネルギー問題への関心の低下が見られるとともに、原子力利用については、国や事業者にリスク管理能力があるかどうかで評価するのではなく、子孫や環境への影響があるかどうかで評価する層が増大していること等が明らかとなった⁽¹⁾。

これらの結果から、原子力利用に対する国民の理解を得るためには、エネルギー問題全般への関心を喚起するとともに、子孫や環境への影響に対する不安を理解し、共に考えるという姿勢を示すことが必要であるとの示唆を得た。

b. 立地地域のステークホルダーとのコミュニケーション

原子力利用においては、施設の立地自治体や住民等の協力・信頼関係維持が不可欠である。2014 年 4 月に閣議決定された「エネルギー基本計画」では、これを促進する一施策として、欧州諸国で採用されている原子力施設立地地域会議体を参考とした、地域における情報共有の強化をあげている。

当研究所は、フランスの地域情報委員会 (CLI) 及び英国のサイトステークホルダーグループ (SSG) について、現地インタビュー調査を基に、その特色及び異同を明らかにし、我が国への示唆を得た。すなわち、①フランスの CLI が、合意形成を必ずしも目的とせず専ら透明性の確保のために、法令に基づいて設置される“フォーマルな”会議体であるのに対して、英国の SSG

は、事業者の意思決定の過程でのステークホルダーからの情報インプットを重視した、“柔軟性のある”会議体であること、②英国型の会議体は、我が国の既存会議体や従来の事業者の取組みを、地域ステークホルダーとの協働を通じて事業遂行をより双方の納得のいくものとするための「知恵」を集約する仕組みとして再構成するのに参考例となり得ること、を明らかにした⁽²⁾。

c. 原子力安全規制の課題

福島原子力事故の発生を契機に、原子力推進と規制との行政機能の分離を目的として2012年9月に原子力規制委員会が創設される等、我が国の原子力安全法制は大きく変化した。

当所は、これらの法制度の変化が、実際に、原子力発電利用に関してどのような課題を生じさせ、その原因はどこにあるかについて、原子力規制委員会による敦賀発電所敷地内破砕帯評価を例に分析を行った。その結果、同破砕帯評価では、関連する科学的知見を規制に反映させるための手続の不備、原子力規制委員会内部におけるリスク評価とリスク管理の機能的未分離、等といった課題が提起され、その背景には、「安全性評価に関して科学的不確実性を内包する事象と規制との間の結節点となる手続やフレームワークが構築され、その下で各当事者間の適正なコミュニケーションと役割分担が行われ、当事者や利害関係者にとって一定の説得力を持つ規制判断へと結実する」という仕組みが、その規制運用において確立されていなかった点があることを明らかにした⁽³⁾。

d. 原子力事業環境整備

「エネルギー基本計画」において原子力は「重要なベースロード電源」と位置づけられた(後掲(2)参照)ものの、電力システム改革の下、その担い手である電力会社を取り巻く事業環境は不確実性を増しており、政策の実現が課題となっている。

当研究所は、電力自由化後に、欧州諸国が原子力発電を維持・利用するために、どのような経済的手法を採用しているか、について調査し、その評価を行った。その結果、欧州では、①資本集約的な原子力発電の新增設を促すために、差額精算方式による政府による固定価格買取制度(FIT-CfD)を導入する例(英国)、②大口需要家と長期契約や共同投資契約を結んで原子力発電の資金

調達に活用している例(フィンランド、フランス、ベルギー等)等が採用されていることがわかった。その一方で、これらの施策に関しては、欧州内で、市場を歪め、競争を制限するものである等といった批判がなされていることも明らかとなった⁽⁴⁾。

(2) 長期エネルギー需給見通しにおける原子力の位置づけ

2015年7月に「エネルギー基本計画」の定量的な姿である長期エネルギー需給見通し(以下、需給見通し)が決定した。以下では、当研究所で行った「2030年までの経済・エネルギー需給展望」(以下、「展望」)結果を踏まえつつ、原子力の位置づけを中心に、その概要をみていく。

需給見通しに先だって定められた「エネルギー基本計画」で、原子力は以下のように位置づけられている。『燃料投入量に対するエネルギー出力が圧倒的に大きく、数年にわたって国内保有燃料だけで生産が維持できる低炭素の準国産エネルギー源として、優れた安定供給性と効率性を有しており、運転コストが低廉で変動も少なく、運転時には温室効果ガスの排出もないことから、安全性の確保を大前提に、エネルギー需給構造の安定性に寄与する重要なベースロード電源である。(エネルギー基本計画第2章第2節(2)原子力より抜粋)』

需給見通しの策定にあたっては、①自給率は震災前を上回る水準(概ね25%)に、②電力コストは現状よりも引き下げ、③温室効果ガス削減目標は欧米に遜色ない水準に、の3つの基本方針があげられた。前提とする2030年までの経済成長率については、内閣府の経済再生ケースを基に年率1.7%とされた。これは潜在成長力をもとに当所「展望」で試算した結果(標準ケースで同1.0%、低成長ケースで同0.5%、高成長ケースで同1.5%)と比べて、かなり高めの成長率である。この高い経済成長率と、先述した3つの基本方針を同時に達成するには、野心的な省エネ(節電)の想定に頼らざるを得なかった、というのが今回の需給見通しの最大のポイントである。さらに、再エネ比率を越えない範囲で最大限の原子力利用も前提としつつ、最終的に電源構成を決めたのは、「電力コストを現状よりも低下させる」という条件であった。最終的な2030年の電源構成における各電源の比率は、原子力20~22%、再エネ22~24%、LNG27%、石炭26%、石油3%程度となった。多くの条件を全て満た

す需給構成の定量的な提示は、まさに針の穴に糸を通すような作業の帰結であったと言える。

図 3-6-3-1 は、当研究所の代替シナリオを、2030 年時点での日本全体の電気料金負担の対名目 GDP 比を横軸に、CO₂ 排出量の対 2005 年比を縦軸に比較したものである。経済成長率が異なるケース間では、名目 GDP も変化することから、電気料金負担の対名目 GDP 比に大きな変化は見られない一方で、CO₂ 排出量は、2005 年比で 10% 以上の開きが生じており、排出量の削減目標達成には、大きな不確実性が伴うことを確認することができる。また、標準ケースでの経済シナリオを前提としながらも、原子力発電量を 0% にしたケースでは、同じくゼロエミッション電源である再エネ発電量を 30% にまで上昇させたとしても、標準ケースに比べて CO₂ 排出量は増加している^{(5),(6)}。

長期エネルギー需給見通しでは、大幅な省エネが見込まれており、それが実現しない場合に、国民負担の増加を抑えつつ、CO₂ 排出量の削減を行うためには、原子力発電の果たす役割は大きい。

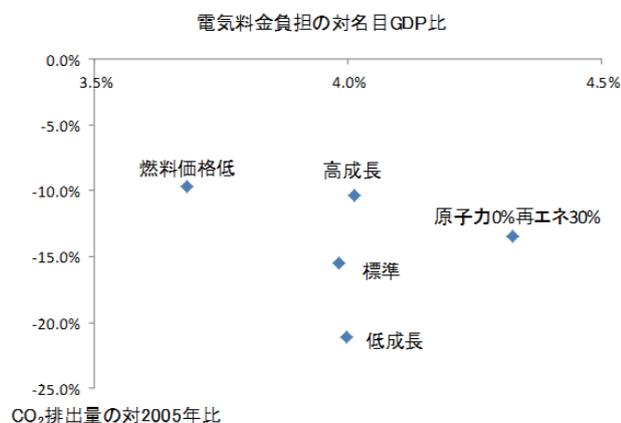


図 3-6-3-1 電力中央研究所の代替シナリオによるケース間の感度分析 CO₂ 排出量と電気料金負担の対名目 GDP 比

3-6-4 省エネ・節電政策の研究

(1) 省エネルギー政策と市場バリア

さまざまな温暖化抑制策の中で、需要側の省エネルギー推進は最も重要な対策の一つである。省エネルギーの推進には、3-5 節で述べたような省エネルギー技術の研究開発だけでなく、その普及や効率的利用も併せて進める必要がある。それらを促すための政策措置は、大

きく以下の 3 つに分類できる。

一つ目は、3-5 節で述べたような省エネルギー技術の研究開発を支援する政策である。具体的には国家プロジェクトや NEDO を通じた企業・大学への研究開発支援などが当てはまる。二つ目は、エネルギー価格への課税やキャップ・アンド・トレード制度など、エネルギー価格を上昇させることで需要を抑制する政策である。そして三つ目は、市場にはさまざまな「市場バリア」が存在し、それが費用効果的な省エネルギーの実現を妨げていると考えられることから、情報提供や規制措置を通じて市場バリアの解消を図る政策である。

ここで、省エネルギーの市場バリアとは、経済合理的であるはずの省エネルギー対策の実施を妨げる要因の総称であり、具体的には表 3-6-4-1 のようなものが含まれる^{(1),(2)}。不完全情報により省エネルギーが阻害されている例として、エアコン暖房が挙げられる。エアコンによる暖房はガス暖房や電気ヒーターよりも高効率であり、かつ熱単価も安いと、効果的な省エネ対策といえる。しかし、当研究所の調査によると、エアコン暖房の方が高いと誤解しているがために、他の暖房手段を選択している世帯が多く存在しており、適切な情報提供が求められる⁽³⁾。また、ビルにおけるオーナー・テナント問題は動機の不一致の典型例である。テナントが光熱費を負担する場合、省エネルギーを進めてもオーナーは得をしないため、通常の設定より大きな初期投資を要する高効率設備の導入には消極的になってしまう⁽⁴⁾。需要家の省エネルギー行動を効果的に促すためには、このようなさまざまな市場バリアを把握した上で、その解消が図られるように政策を設計・運用する必要がある。

表 3-6-4-1 省エネルギーに対する主な市場バリア

バリア	内容
不完全情報	省エネ対策についての情報・ノウハウがない
動機の不一致	オーナー・テナント問題など、関係するアクター間の思惑が一致せず、取り組みが進まない
取引費用	対策の検討や関係者との調整に要する手間・労力
限定合理性	時間や気持ちの余裕がなく、検討能力にも限界がある
惰性	従来からのやり方を変えることへの抵抗
組織構造	組織の縦割り構造などのために対策が進みにくい

(2) 国内政策の評価

わが国では、石油危機を契機として省エネルギー法が施行され、諸外国と比べてもより積極的な政策が展開さ

れてきたといえる。現在の主な省エネルギー政策としては、次のようなものがある。

- ・家電機器や業務用機器に対するトップランナー基準
- ・省エネルギー法による工場やビルに対するエネルギー管理規制
- ・省エネルギー設備導入に対する補助金
- ・省エネルギー診断事業による情報提供

これらの政策は重要な成果を上げてきた一方で、さまざまな改善余地があることも明らかになっている。例えば、1997年に開始されたトップランナー基準は、市場に存在する最も高効率な製品（トップランナー）の水準の達成を求める厳しい規制であり、これまでのエアコン効率や自動車燃費の向上に大きな寄与があった。その一方で、既に多くの製品で安価な効率改善余地が小さくなり、消費者にとって投資回収まで長期間を要する場合は生じつつある⁽⁵⁾。また、省エネルギー法は、一定量以上のエネルギーを消費する企業に対して、エネルギー管理者の選任、エネルギー使用状況の報告、エネルギー消費原単位の改善（年平均1%改善を目標とする）、省エネルギー設備投資の計画提出などを求めている。当研究所の調査によると、これは自主的なエネルギー管理体制の構築に重要な効果があったものの、形式的な遵守に留まる企業も多いと考えられ、専門家による省エネルギー診断の活用などを通じて実質的な対策を促すような改善が求められる⁽¹⁾。

さらに、省エネルギー補助金も設備投資を促す上で重要な政策であるが、近年の予算は約2,000億円程度と多額に上っていることから、その必要性や費用対効果の確保が極めて重要となる。当研究所が実施した過去の補助事業の評価や他の評価事例を踏まえると、費用対効果（削減費用）が回避可能原価と同程度であることから妥当といえる事業があった一方で⁽⁶⁾、かなり費用対効果が悪い事業が一部存在することもわかった（図3-6-4-1）。

(3) 東日本大震災後の節電実態

東日本大震災以降、原子力発電所の停止等によって生じた電力不足を背景に、大幅な節電対策が進められてきた。次第に節電意識は緩和しつつあるが、2014年夏時点においても依然、電力需要は2010年比5～10%程度抑制されている。

このような大幅な需要抑制が実現したことは今後の省

エネルギー推進にも重要な示唆があることから、その実態を把握しておくことが重要である。そこで当研究所では、2011年～2014年の4年間にわたって、震災後の事業所・家庭における節電実態を定点観測してきた^{(7),(8)}。

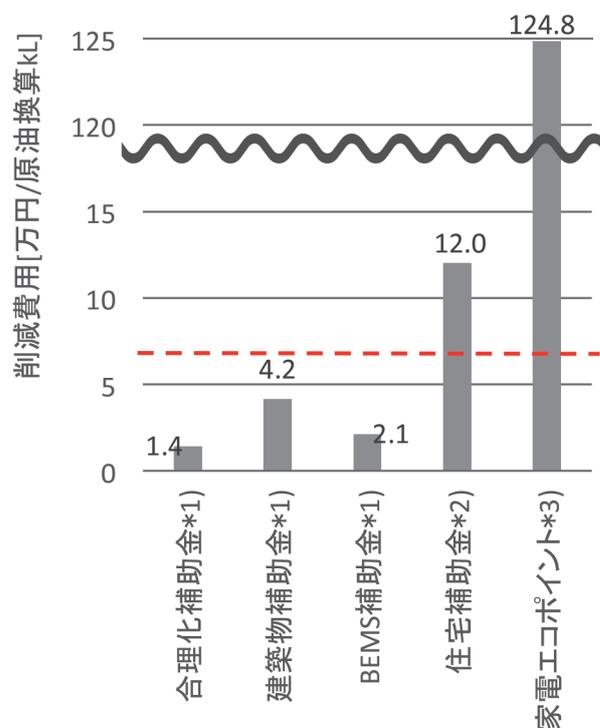


図 3-6-4-1 省エネ補助金の費用対効果の評価事例

*1) 文献⁽⁶⁾、*2) 筆者試算、*3) 文献⁽⁸⁾ にそれぞれ基づく
破線は2000年代の回避可能原価を示す。

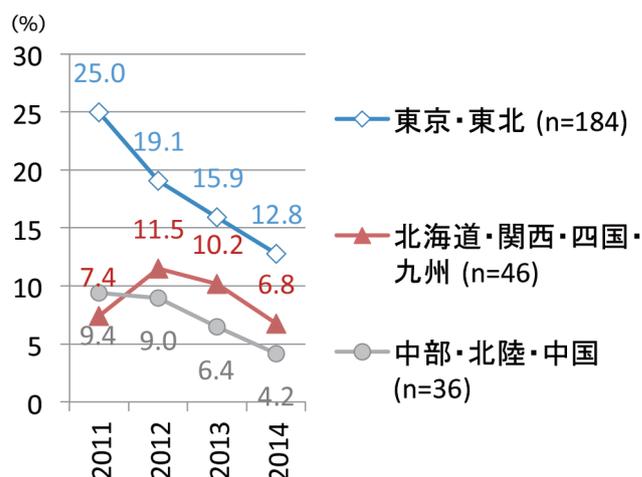


図 3-6-4-2 夏期の業務系事業所(オフィス他)における照明の間引き率の推移

まず事業所に関しては、節電の取り組みレベルは年々低下してきたが、2014年においても、照明の間引き率は平均10%程度であることや、冷房設定温度が2010年

と比べ約1℃高いことが明らかとなり（図3-6-4-2）、依然として震災前よりは高い水準にある。設備の効率化に関する対策では、工場ではLED照明の導入とデマンド管理対策、オフィス等業務系事務所ではLED照明の導入と空調機の効率化による寄与が比較的大きいと推定される。

また、家庭の節電継続状況も、総じていえば事業所に似ている。気温影響を取り除いた後の2014年夏季の電気使用量は、調査対象の東電・関電利用世帯で共に、2010年水準より約1割少なかった。期間の後半ほど、家電機器の購入や更新による効果（2014年夏には約4%と推定される）に加え、電気料金の上昇が節電行動に影響を及ぼしている。その一方、各種機器の節電意識や節電対策の実施率は、引き続き低下傾向にあり（図3-6-4-3）、テレビや冷蔵庫についての節電意識は震災前水準に近付きつつある。機器更新影響は逡減することが予想されるため、電気料金の上昇が落ち着けば、震災前と比べた現在の需要減少水準が維持されなくなる恐れがある点に注意が必要である。

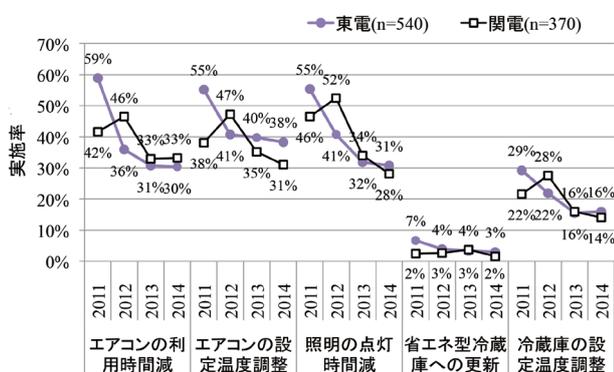


図3-6-4-3 家庭部門における主な用途の節電意識

3-6-5 再生可能エネルギー政策の現状と課題

2015年7月15日、新しい長期エネルギー需給見通し（案）（以下、「見通し」）が決定した。本稿では、再エネ比率を達成するために必要な費用負担と実現可能性を検証する。

「見通し」では、2030年時点で再エネ比率を22～24%とした。最大の論点の一つは、どのように太陽光発電（PV）の導入と費用負担のバランスをとるのか、より端的に言えば、想定した導入見通しを大幅に超過し設

置が進む「PVバブル」をいかに収束させるのかである。

そこで「見通し」では、火力・原子力の燃料費と再エネ買取総額を合わせた「電力コスト」を、2013年9.7兆円から約5%削減し、9.1～9.5兆円にするとした（図3-6-5-1①）。

これは、PVバブルを収束させるために決定的な役割を果たす。再エネの年間買取総額は2030年段階で3.7～4兆円とし、その内訳はまず地熱・水力・バイオマスの買取総額（約1～1.3兆円）を決め、残り2.7兆円がPV（2.3兆円）、風力（4,200億円）に配分されるとしている。

このように、我が国が再エネに支払える総額と、その内訳としてのPVの買取総額の上限を示したことは評価できる。

(1) 費用負担はPV既認定分の動向に依存

しかし、現状の固定価格買取制度(FIT)による買取総額は今年度既に1.8兆円を超えており、3.7～4兆円で落ち着く制度的な担保は何もない。事業用PVの設備認定は、今年3月末までに累計7,884万kWに達している。前述の買取総額以下に抑えるためには、既認定分のうち運転開始する設備を65%まで抑える必要がある。

他方、運転開始が既認定の6割に留まり、かつまだ運転開始していない設備に対する買取価格を25円/kW時に切り下げれば、PV買取総額は1.7兆円となる。再エネ買取総額の上限3.7兆円から、0.6兆円を支出せずに済む（図3-6-5-1②）。

(2) 最大限導入にも合致

これには「政府の再エネ最大限導入に逆行する」という反論があるかもしれない。しかし実際には、莫大なPV既認定分は、再エネの中でも極めて割高であり、その抑制によって、他の再エネの費用負担を効率的に再配分できるという意味で、むしろ再エネ全体の導入を促進するといえる。

前述の節約可能な0.6兆円を、再エネの中で買取価格が相対的に安価であり、かつ安定的な発電が見込まれる地熱発電等に回せば、再エネ比率を2%弱上積みできる。

つまり、莫大なPV既認定分に投じる国民負担を、他の再エネに振り向けるほうが、最大限導入に合致するのである。

(3) 効率性を重視した負担と普及のバランス

もちろん、運転開始していないことを理由に、一度認定したPV設備の買取価格を切り下げるといふ制度運用には、大きな困難が予想される。

しかし、既認定分のうち運転開始が僅か2割という現状を踏まえれば、今回の「見直し」は買取総額という概念によって、負担と普及のバランスを提示しているのだから、改めて既認定分に対する負担の削減方策を真剣に検討すべきである。

具体的には、既認定・未運開分に対して、買取価格を切り下げることに加えて、年間導入量に上限を設け入札等の競争原理を導入する、あるいは一定期間内に運転開始に至らない設備への認定取消等も考えられる。「見直し」を契機に、再エネを最小の費用で最大量の導入を図る効率性の観点に立ち返るべきである。

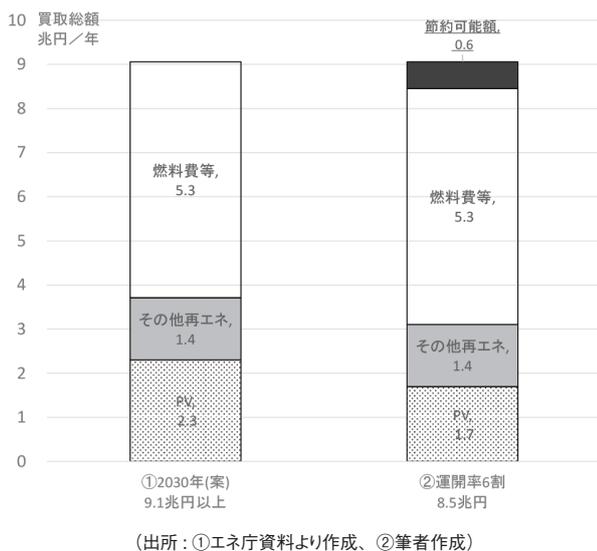


図 3-6-5-1 2030年電力コスト

図 3-6-5-1 に示すように、2030年「電力コスト」は莫大なPV既認定・未運開の動向に左右される。

3-6-6 国際枠組みの研究

地球温暖化問題は日本一国だけで解決できるものではなく、グローバルな協調の下に進めていく必要がある。そのため、1990年代から25年近くにわたって国際交渉が行われ、国際枠組みが定められてきた。

当研究所は、長年、国際枠組みのあり方に関する研究

を積み重ねてきており、以下では、国際交渉の動向を交えつつ、当所の分析結果の概要を紹介する。

(1) これまでの国際交渉の経緯

1997年に合意された京都議定書に基づき、2008年から2012年までを第1約束期間として、先進国(米国・カナダ等を除く)が排出削減の義務を負っていた。しかし、米国が議定書から離脱し、中国はもともと義務対象外であるため、京都議定書だけではこれらの大排出国の排出を抑制できず、温暖化を防止するのに不十分であった。

そのため、2007年に行われた気候変動枠組条約(UNFCCC)の第13回締約国会議(COP13)以降、2013年からの「ポスト京都議定書」の枠組みが交渉されてきた。

その結果、COP16(2010年、開催地はメキシコのカンクン)とCOP17(2011年、開催地は南アフリカのダーバン)、及びCOP18(2012年)の合意によって、2020年までの枠組みが決まった。欧州連合(EU)等は、京都議定書の下で、2013年から2020年までを第2約束期間として、引き続き、削減義務を負う。一方、ボトムアップ型の枠組み(カンクン合意という)の下で、米国を含むすべての先進国が自主的な総量目標を、中国とインドを含む途上国が自主取組(GDP原単位目標など)を掲げ、その実施状況に対して国際的なレビューを行うことになった。また、カンクン合意は、温暖化影響への適応、資金支援、技術移転など途上国支援の強化も定めた。

同時に、COP17では、2020年以降の「ポスト京都議定書の次」の枠組みについて、2015年のCOP21を交渉期限として、2012年から検討を開始することが合意された。この合意は「ダーバンプラットフォーム」と呼ばれ、新枠組みの検討は、新設の「ダーバンプラットフォーム特別作業部会」(Ad-hoc Working Group on Durban Platform for Enhanced Action: ADP)で行われることになった。

ADPは、全ての国に適用される法的枠組みへの合意を目指しており、2015年11月30日に開始するCOP21に向けて交渉の最終局面に差し掛かっている。

(2) 国際枠組みの研究の概要と最近の交渉動向

当研究所では、国際枠組みについて、特に各国の削減目標の決め方に着目して研究を行ってきた。

a. 京都議定書とカンクン合意の対比

京都議定書では、先進各国の削減目標（たとえば日本は1990年比で2008年から2012年に6%減）が国際交渉における合意として定められ、各国はその目標を達成するために、国内の計画・政策を決めていくという手順がとられた。この方式はトップダウンアプローチと呼ばれている。国際レベルを上側（トップ）、国内レベルを下側（ボトム）とすると、上側で各国の目標に合意して、下側に落としていくためである。

一方、2010年のCOP16で決められたカンクン合意は、この順序を逆にした方式に基づいている。つまり、各国は2020年までの自国の排出削減の目標や取組を自国で決定してから、その内容を国際的な場に報告し、その実施状況に対して、国際的なレビューを受けることになる。下側で先に目標・対策を決めて、それを上側にあげることから、ボトムアップアプローチと呼ばれている。ボトムアップアプローチでは、各国の目標・対策についての国際交渉は行われない⁽¹⁾（図3-6-6-1）。

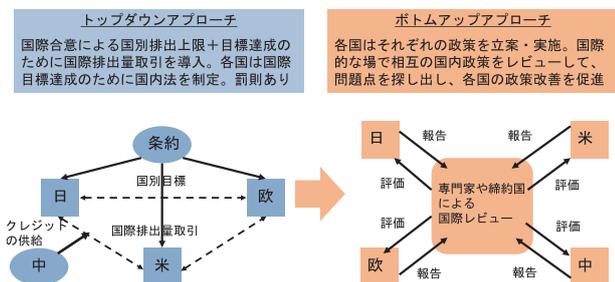


図 3-6-6-1 トップダウンアプローチとボトムアップアプローチの比較

2013年からはボトムアップ型のカンクン合意が主たる国際枠組みとなっている。この合意の下で、先進国だけではなく、中国・インドといった新興国も2020年までの対策を掲げており、一部の先進国の削減義務だけを定めた京都議定書よりもカバー率が大幅に改善した。

一方、各国が提示した目標・対策を積み上げていっても、2℃以内に温度上昇を抑制するという理念目標に届かないと指摘されている。この点は、2℃以内という長期の目標を2020年という短期の排出量にどのような考え方をもちて転換するのかにも関わっており、簡単には結論は出ない問題である。ただ、国連環境計画（UNEP）は2010年以降、各国の目標・対策を積み上げても2℃以内を満たせないという分析を毎年発表しており、この

分析が広く引用されるなかで、現在の努力水準では2℃以内を満たせないという理解が定着した。

b. 2020年以降の新枠組み

このような中、2020年以降の新枠組みの有力案として、ボトムアップとトップダウンを組み合わせた「ハイブリッドアプローチ」を全ての国に適用するという考え方が浮上している。両者の組み合わせ方は様々であるが、ADPで浮上したのは、「自国の排出削減に関する目標・取組を自国決定する。ただし、決定の前に、目標・取組の草案をその理解に必要な情報とともに提示し、草案に対する国際的な事前協議を行う期間を設ける」という考え方である。自国決定というボトムアップアプローチの根幹を維持しつつ、草案提示と事前協議によってトップダウン的な側面を盛り込むものである。米国が2013年3月に提示し、賛否両論があるものの、この考え方を軸に交渉が進んできた。

図3-6-6-2に、カンクン合意、ハイブリッドアプローチ、京都議定書第1約束期間の対比を示した。ADPで浮上したハイブリッドアプローチは、「(1) 目標・取組の草案の事前提示」、「(2) 各国草案に対する協議・評価」、「(3) 目標・取組の最終的な自国決定」、「(4) 実施段階の透明性確保」、「(5) 世界全体の努力水準の事後レビュー」という5段階からなる。図に示したように既存のカンクン合意に対して、第1段階と第2段階を追加したものと言える⁽²⁾。

2013年11月のCOP19では、「COP21よりも十分に先立って（準備ができた国は2015年3月までに）約束草案を提示するように全ての国に招請」することに合意した。「約束草案」とは、交渉上の用語で概ね、草案段階の目標を意味する。COP21という合意期限の前の事



図 3-6-6-2 3つのアプローチの対比

前提示であり、ここまでは米国の提案に沿って進んだ。しかし、2014年12月のCOP20では、草案提示後の事前協議を2015年にCOP21に先立って実施することに合意しようとしたが、中国やインドなど一部の新興国・途上国が強く反対し、合意できなかった。この点では、米国提案から逸れることになった。

新枠組みに大きな方向性は見えつつあるものの、詳細な制度設計については、各国間の意見の相違は現時点(2015年9月)でも依然として大きい。制度設計上の論点には、①約束のタイプ、②目標年・周期、③約束に付す情報の項目、④事前協議・評価の方法、⑤約束の登録方法、⑥約束の法的拘束性、⑦透明性確保のルール、⑧事後レビューの役割とプロセス、⑨遵守メカニズムの採否と役割などがあるが、表3-6-6-1はこのうち、②、⑤、⑥、⑦、⑧について、2014年時点に各国が示した見解を整理したものである⁽³⁾。現時点では、もう少し意見が収斂

しているが、COP21に向けて詰めるべき論点がまだ多数残っている。

また、COP19での合意に従って、各国は順次、約束草案を提出しているが、カンクン合意の時と同様に、約束草案を世界全体で積算して、2℃目標と整合するかどうか、大きな論点になると見込まれている。COP20では、気候変動枠組条約の事務局に対して、「約束草案の積上げ効果」に関するレポートを11月1日までに取りまとめるように要請しており、同月末に開始するCOP21で整合性確保が課題となりうる。これ以外にも、途上国支援のあり方や米国参加の確保も課題として残っており、これらに応える方法として、当研究所では「取組を継続強化するための新たなプロセスの常設」を示した⁽³⁾。

COP21がどのような帰結を迎えるかは今後も予断できないが、日本の温暖化対策は国際枠組みに左右されるため、今後もその動向を注視していく必要がある。

表 3-6-6-1 ハイブリッドアプローチの制度設計に関する各国の見解 (2014 年時点)

論点	各国の見解
目標年・周期	① 2030年(10年サイクル)(+中間レビュー)(日本、EU、カナダ、韓国、インド等) ② 2025年(5年サイクル)(米国) ③ 2025年(5年サイクル)を支持するが、5年間の約束+その後の5年間の示唆的約束も可(後発開発途上国等) ④ 5年間の約束+その後の5年間の示唆的約束(ブラジル、南アフリカ等) ⑤ 全ての国に2030年/2025年、または先進国は2030年/2025年、途上国には多様性(※サイクルではなく年限のみ提示)(中国)
約束の登録方法	① 新合意に刻み込む(inscribe)(EU、後発開発途上国、小島嶼国等) ② 合意の補足文書である国別の行程表(schedule)に含める(米、豪等) ③ 法的文書の附属書や行程表に書き込む(南アフリカ) ④ 新合意の添付書に含める(中国)
約束の法的拘束性	① 約束に法的拘束力をもたせる(EU、後発開発途上国等) ② 約束のものではなく、約束の提出、その達成のための措置の実施、実施へのレビューを受けることに法的拘束力をもたせる(日本) ③ 約束のものではなく、約束の提示や透明性確保に拘束力をもたせる。また、国内法で拘束力をもたせる(ニュージーランド)または約束実施を下支えする国内の既存措置・予見される措置(そのうちの一部は法的効力を持つ)についての情報を提示(米国) ④ 2020・30年における排出削減・抑制のプログラム・措置を策定し実施することに拘束力(中国)
透明性確保のルール	① 共通の計測・報告・検証システムとアカウンティングルールが必要(先進国等) ② 最終的には共通システムを目指すべきだが、途上国は当面はオプションの中から自由選択できるようにすべき(南アフリカ) ③ 全ての国に適用される共通ルールは不要であり、先進国・途上国の二分法に基づく既存システムを活用すべき(中国・インド等)
遵守メカニズム	① 遵守促進機能を中心とするメカニズムが必要(米、豪、南アフリカ、メキシコ等) ② 罰則も含む遵守メカニズムが必要(スイス、後発開発途上国等) ③ 遵守のメカニズムが必要だが、内容は明言せず(EU、ニュージーランド等)