

石炭・原子力発電から小型ガス・コジェネへ（下）

—電力自由化による新技術促進—

小林 健一

第2節 ガスタービン・コジェネの躍進

1. ガスタービンの登場：概観

第1節では伝統的発電技術である石炭火力発電，つまり，蒸気タービン技術による電力生産の発展と停滞を述べた。この第2節では，石炭発電技術に取って代わりつつある新発電技術である小型ガスタービン・コジェネ（熱電併給方式）の発展を取り上げる。というのは，1980年代中期からガスタービン発電が急速に増加しはじめ，2002年に天然ガス発電能力が石炭発電能力を抜き，2016年には天然ガス発電量が石炭発電量を上回り，最大の電源になっているからである。

ガスタービン発電の仕組み 石炭発電においては，ボイラーで石炭を燃焼させ水を蒸気にし，その蒸気の沸騰運動によってタービンが発電機を回し発電する。新しいガスタービンは図5aに示すように，航空機ジェットエンジン（上の図）と構造が似ているが，ガスタービンは航空機ジェットエンジンから派生したものであるからである。ガスタービン発電機（下の図）は大気中の空気を取り入れ圧縮し，燃焼室で高温のガスと合体・爆発させ，タービンを高速回転させ発電機を回して発電する。蒸気タービン発電の場合は，石炭であろうが，天然ガス，石油であってもボイラーを必要とし，燃料を蒸気に変換し蒸気タービンで発電する間接的な発電方式である。他方，ガスタービンは，燃焼ガスが直接タービンを回して発電する内燃機関であり，小さな規模でも大出力を出す。ガスタービンの開発はとくに1930年代から航空機用エンジンとして急速に進んだ⁷²⁾。航空機用エンジンはのちに，そのタービンに発電機を接合して，ガスタービン発電機（図5b参照）に転用されることになった⁷³⁾。

ガスタービン発電機は単独で使われる場合，シンプル・サイクルと呼ばれ，その排ガス熱を利用し近隣の工場などで使う場合，コジェネと呼ばれ，その排ガスで蒸気タービンで再び発電し，さらにその排ガスをさらに近隣の工場などで使う場合，コンバインド・サイクルと呼ばれ，それを図解したのが図5cである。

コジェネの衰退と復活 ところで，コジェネは新しい技術ではない。それは通常，電力会

石炭・原子力発電から小型ガス・コジェネへ（下）

図 5a 航空機エンジン（上の図）とそれから派生した発電用ガスタービン（下の図）の仕組み

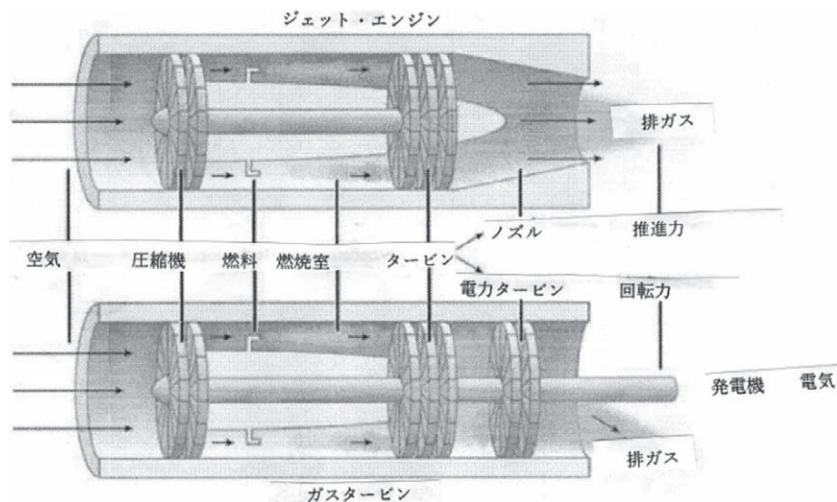
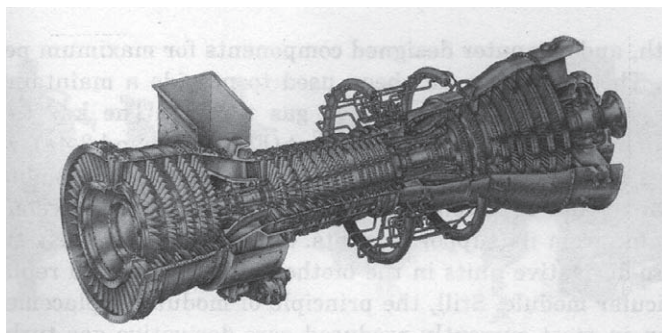


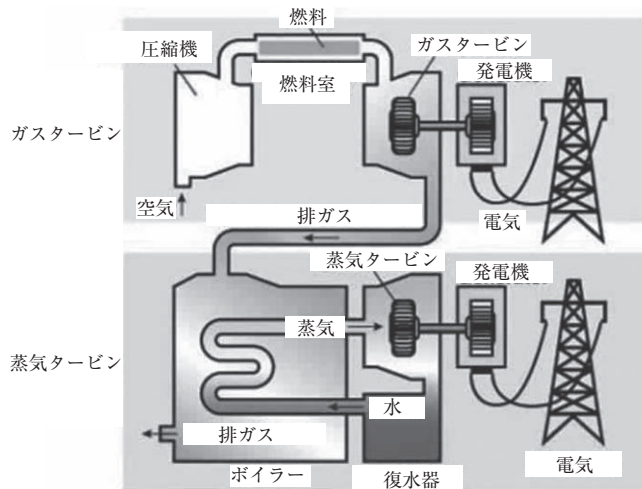
図 5b 航空機エンジンから派生した発電機の LM6000 (GE 製)



社ではなく一般企業がみずからの工場のために、電気だけでなく熱（蒸気）をも生産・消費するものである。コジェネは同じ燃料量で、電気と熱蒸気を生産するので熱効率がおよそ2倍になるという⁷⁴⁾。1912年までは電力生産においてはコジェネが主流で、総発電量の過半を占めていた。同じ燃料量で電気も熱も生産するコジェネは熱効率が高いが、企業が自らの工場に利用するので、規模は大きくなかった。そのため、規模の経済が働かなかった。それにはたいし、電力会社は発電所の規模を大きくして規模の経済を実現し、電力料金を低下させるようになった。1912年から電力会社の総発電量はコジェネの総発電量を追い越し、コジェネの総発電量の全体に占める比率は、1920年に22%に急落し、1940年に18%、1960年に9%、そして1976年にわずか4%になっていた⁷⁵⁾。

しかし、1970年代までに発電所の規模の経済が枯渇し、しかも、石油危機によって燃料コストが当初4倍に、その後10倍以上になると、電力会社は燃料コストの高騰を規模の経済で吸収することができなくなった。電力料金が上昇し始め、コジェネの魅力が再び増して

図 5c コンバインド・サイクルの仕組み



(出所) 図 5a と 5c は <https://www.ccpowerschool.com/power-generation/gas-turbine-power-plant-parts-and-functions/> (2022 年 3 月 22 日閲覧) より, 図 5b は, Tony Giampalo, *Gas Turbine Handbook: Principles and Practice*, 5th ed., CRC Press, 2014, p. 25 より転載。

きたのであった⁷⁶⁾。コジェネは規模が小さく、資本費用は中央発電所の 10% あるいは 1% であり、資本費用を大いに節約できる⁷⁷⁾。しかも、第 2 次大戦後、コジェネは大いに発展しつつあったガスタービンを主な動力にすることができた。ガスタービンは 1936-45 年の英独主導によって軍用機用ジェット・エンジンとして開発され、このジェット・エンジンが民間航空機にも応用された。それとともに航空機はプロペラ機からジェット機が主流になり、そして、航空機の大型化に伴いガスタービン技術は進化し、さらに発電用に改良されたのである⁷⁸⁾。

このガスタービン発電機は、小型であるが大出力が出るというメリットのほかにも、コンバインド・サイクルとして使うとくに熱効率が高くなる、機械的な往復運動がないため振動が少なく、運転の立ち上がりが早く、CO₂ など有害排ガスが比較的少なく、そして資本費用が著しく小さい、というメリットをもっている。ガスタービン発電の発展は 3 つの時期に分けられる。電力会社がピークロード用電源として導入した 1965-75 年の第 1 期、公益事業規制政策法 (PURPA) のコジェネ育成政策によってかなりの発展をみる 1980 年代中期から 90 年代初期にかけての第 2 期、そして、1996 年送電網開放命令による電力自由化の進展に伴い、大躍進し最大の電源となる 1997-2002 年の第 3 期である。

2. ガスタービン発電発展の第 1 期：1965-75 年

ガスタービン発電の導入 世界で最初のガスタービン発電所は、1939 年、スイスにおい

石炭・原子力発電から小型ガス・コージェネへ（下）

てブラウン・ボバリ社が、ヌーシャテル（Neuchâtel）自治体電力会社のために建設した発電所（1.54 万 kW）であった⁷⁹⁾。アメリカでは 1949 年、GE と WH が発電用ガスタービンを製造し始め⁸⁰⁾、同年、初めて GE が 0.35 万 kW のガスタービン発電機をオクラホマ・ガス電力会社のために設置した⁸¹⁾。どちらも熱効率は 17% で低かったが、それは初期のガスタービンの温度がそれほど高くなく、出力が低かったからである。

1959 年になってもアメリカのガスタービン総発電能力は 24 万 kW、1965 年までに 84 万 kW にしかなかった。しかし、1965 年、突然の出来事がガスタービン発電発展の新時代を切り開いた。それは 1965 年 11 月のアメリカ北東部の大停電であった。この大停電をきっかけに電力会社は、最大出力に達するのに数時間かかる石炭蒸気タービン発電機と決定的に異なり、ガスタービン発電機がわずか数分で最大出力に達することができることを知った。そこで、ガスタービン発電機は、電力需要が急速に伸びる時間帯に対応するピークロード用電源として導入された。電力会社は 1965 年からの 3 年間で 800 万 kW のガスタービン発電能力を設置し⁸²⁾、1965-75 年には 4,000 万 kW 以上ものガスタービン発電機を設置した⁸³⁾。

この第 1 期にガスタービン発電機を導入したのは電力会社であった。他方、非電力会社の発電能力は第 1 期には 1,900 万 kW にとどまり、全く増えなかった。当時の非電力会社は、主に自家発電をする工業会社であった⁸⁴⁾。1980 年の調査報告書では、非電力会社のコージェネ設備は、多い順に第 1 次金属、パルプ・製紙、化学・化学関連、そして石油精製工業であった。その調査対象のコージェネは最大規模 50.12 万 kW、最小規模 0.75 万 kW であり、kWh 当たりの販売価格は通常 1 セント程度であり低かった⁸⁵⁾。第 1 期にはコージェネに対する政策支援はなく、非電力会社のコージェネは不利な立場におかれていた。電力会社の発電能力は 1970-79 年に 3 億 4,200 万 kW から 5 億 9,800 万 kW に年平均 6% 増加したので、非電力会社コージェネの発電能力のシェアは一貫して低下したのである⁸⁶⁾。

ガスタービン発電機の技術改善 表 3 に見るように、ガスタービン発電機の熱効率は 1970 年代中期までに、18% から 45% に改善された。ガスタービンは航空機エンジンとして急激に発展してきたため、その技術進歩の成果を取り入れることができたからである⁸⁷⁾。ただし、航空機タービンは軽量であることが求められるのに対し、発電用は長期に運転することが求められ、それぞれの技術は異なる経路をたどることになった。熱効率はシンプル・サイクルでは 1945 年から 2005 年まで一貫して熱効率が 20% から 40% へ向上し、コンバインド・サイクルも 1960 年代中期から 2005 年までに 40% から 60% に向上した⁸⁸⁾。

ガスタービンの熱効率を改善するには、タービンを損傷させずにタービン内の温度を上げる必要がある。そのための手段は主に 2 つあり、高温に耐える合金の開発、および、冷却装置の改善であった⁸⁹⁾。高温に耐える合金の改善は、圧縮機のブレード（羽根）の場合、当初、ステンレス・スチールが用いられたが、より強靱にするため、12% クロムが配合され

表 3 第 1 期までのコンバインドサイクルの性能向上

年	発電能力	熱効率	タービン内と排ガスの温度
第 2 次大戦前 ^{a)}			タービン内 430℃ 以下, 排ガス 150℃ 以下
1950			排ガス 415℃
1950	2.7 万 kW	18%	
1960	4-5 万 kW	25%	排ガス 480℃
1960 年代中期		25-28%	タービン内 950℃, 排ガス約 500℃
1970	6 万 kW	30%	
1971 ^{b)}	34 万 kW		
1970 年代中期		45% 以上	

注 a) 1930 年代と推定される。b) GE 製。ニュージャージー州に建設されたコンバインド・サイクル発電所についてのデータである。

(出所) a) Jorge Islas, "Getting Round the Lock-in in Electricity Generating Systems: The Example of Gas Turbine," *Research Policy*, 26 (1997), p. 58; American Society of Mechanical Engineers, "The World's First Industrial Gas Turbine Set at Neuchâtel (1939)," 1988, p. 5; b) Darian Unger and Howard Herzog, "Comparative Study on Energy R&D Performance: Gas Turbine Case Study," 1998, p. 50; ほかはすべて, Islas, "Getting Round the Lock-in in Electricity Generating Systems," pp. 56, 60, 63 より。

た。タービンのブレードは、当初、ステンレス・スチールが用いられたが、より強靱なニッケル合金に替えられた。1960 年代になると一層高温に耐えるコバルト合金が用いられるようになった⁹⁰⁾。

また、冷却技術は空気ないし蒸気をタービンの周りを循環させて冷却するので、タービン内の温度を高めることができ熱効率を高める。冷却技術は 1960 年代初期に軍用機エンジンに導入されたが、第 2 次大戦以降の最大の技術革新であった。新技術は軍用機エンジンに導入されると通常、2、3 年後に民間航空機エンジンに導入され、5 年後に発電タービンに導入されたという。GE と WH が冷却技術開発のリーダーだった。冷却技術を導入しないタービンは 1970 年ごろ温度が 1,800°F (1,000℃) に達し、それ以上高温にならなくなった。冷却技術を導入すると、1970 年ごろから急速にタービン内の温度が上昇し続け、1980 年ごろには 2,000°F に、1990 年ごろには 2,300°F に達した⁹¹⁾。

コンバインド・サイクルの発展 第 1 期ではガスタービンは、電力会社がピークロード電源としてもっぱらシンプル・サイクルで利用した。しかし、ガスタービンは次第に主力の石炭発電設備の蒸気タービンを補完するようになった。当初、石炭発電設備に近接してガスタービン発電機を設置し、ガスタービンの排ガスをういて水を熱し、その熱水・熱蒸気を、石炭発電設備のボイラーに注入する。すると、ボイラーには水ではなく予め熱せられた水・蒸気が入ってくるので、通常の場合よりも高温になった熱蒸気が、蒸気タービンを回すので、

石炭・原子力発電から小型ガス・コージェネへ（下）

熱効率が5-6%ほど増したという⁹²⁾。

ガスタービン発電機1基の発電能力は1950年代初期から1970年代中期にかけて10倍以上になり、その熱効率も18%から45%に向上した（表3参照）。そうすると、ガスタービンの役割が大きく変化した。1960年代にコンバインド・サイクルにおいて、ガスタービン発電設備の発電量は多くなり、排ガスも大量になった。そこで、ガスタービンの排ガスで蒸気タービンに注入する蒸気を作り出す、Heat Recovery Steam Generator（HRSG：排ガス利用蒸気発生器）が、石炭発電設備のボイラーより重要になった。1960年代のコンバインド・サイクルのある例では、ガスタービンが発電量の54%を担い、蒸気タービンの発電量は46%になった。1970年代中期には、ガスタービンが発電量の58%を担い、蒸気タービンの発電量は42%になり、ますます、ガスタービンの役割が増えていった。こうしてガスタービンは石炭発電設備の補完物ではなく、コンバインド・サイクルの主役の発電機になったのである⁹³⁾。

そうした変化を背景に、1960年代中にコンバインド・サイクルが石炭発電設備に取って代わるものという考えが一般的になった⁹⁴⁾。そこで、1970年代初期から発電機メーカーは、有望になったコンバインド・サイクルの研究開発プログラムを開始した。まず、1973年までにはGEがSTAG（Steam and Gasの頭文字から）開発計画を、アルストム社がVEGA（Vapeur et Gasの頭文字から）開発を開始した。さらに1975年までにはWHがPACE（Power and Combined Efficiencyの頭文字から）計画を打ち上げた。ブラウン・ボバリ社もコンバインド・サイクル発電所開発計画を開始し⁹⁵⁾、シーメンスもGUD（Gas und Dampf）開発計画を推進した⁹⁶⁾。こうして、ガスタービン発電の時代が始まったのである。

3. PURPAによるコージェネ育成政策

PURPA 制定に向けて カーター政権が推進・制定した1978年公益事業規制政策法（Public Utility Regulatory Policies Act, PURPA）の第2部“Cogeneration and Small Power Production”は、コージェネと小規模電力生産（再生可能エネルギー）を育成する目的を持っていた。それに先立った動きとしては、1975年、全米科学財団がコージェネの可能性についてダウ・ケミカル社に調査を委託し、コージェネの熱効率が高いことが改めて明らかになったことであった。そこで、連邦エネルギー庁（1977年に連邦エネルギー省へ昇格）はこのコージェネ調査の重要人物ローゼンバーグ氏を副長官に迎え、コージェネ推進を模索し始めた⁹⁷⁾。また、連邦エネルギー庁が民間団体にコージェネの発展を妨げている障害、そしてそれを打開する支援策について調査を委託した。その調査報告書は、政府のコージェネ支援策としては、たとえば、30%の投資税額控除、政府融資保証、電力会社に課されている諸規制の免除、そして電力会社の適切な価格での買い上げなどを提案した⁹⁸⁾。

1977年1月、カーター政権が発足し、そのエネルギー政策チームが同年4月のエネルギー

一政策方針の完成に向けて走り出した2月、コジェネに詳しい研究者、ウィリアムズ教授（プリンストン大学）と会合を持った。その会合でウィリアムズ教授は、コジェネはグリッド（送電網）にコジェネを連結したがる電力会社によってその発展を阻まれている、と述べた。電力会社が連結を望むときでも、買い上げ価格の低さによって、また、電力会社がコジェネに供給する電力価格の高さによって、そして、コジェネが州規制委員会の規制に服さなくてはならないというコジェネ産業界の懸念によって発展できないでいる。ウィリアムズ教授は、カーター政権が制定をめざしている法律は、電力会社にコジェネからの電力購入を義務付け、「適切な料金」を支払わせるよう義務付ける必要があると語った。また、同教授は、コジェネは州規制機関の規制を免除されるべきである、と述べたという⁹⁹⁾。

このウィリアムズ教授は、1978年の彼の論文（“Industrial Cogeneration,” *Annual Review of Energy*, vol. 3, 1978）において、2000年までにコジェネが2億kWに急成長すると大胆な予測をしている。これは長期的にはかなりの確かな予測であった。それは、天然ガス・コンバインド・サイクルだけで2002年に1億kW、2008年ごろに2億kWを超え、そして2018年に石炭発電能力を超え、翌年、2億6,400万kWになったからである¹⁰⁰⁾。

PURPA 210条の内容 PURPA 210条は電力会社がコジェネ¹⁰¹⁾と再生可能エネルギー企業¹⁰²⁾から「適切な料金」で電力を買い上げ、コジェネと再生可能エネルギー事業を育成することを目的としていた（以下では、再生可能エネルギーについては省略することがある）。PURPA 210条a項は、電力会社がコジェネの余剰電力を買い上げること、また、電力会社はコジェネのために予備電力を供給しなければならないと定めた。さらにPURPAが制定されてから1年以内に、FERCはそれらに関するルールを公表しなければならないと定めた（以上、210条a項）。同条b項は電力会社はコジェネから余剰電力を買い取るが、その時の価格は、「適切」で、コジェネに「差別的な」ものであってはならないとした。なお、コジェネからの買い取り価格は、電力会社がそれ以外の電力を購入する「増分コスト（incremental cost）」を超えてはならない、とした。さらに、同条c項は電力会社がコジェネに供給する電力の価格について、「適切」でコジェネにたいして「差別的」であってはならない、とした¹⁰³⁾。

同条d項では、電力会社がそれ以外の電力を購入する「増分コスト」を定義し、電力会社がコジェネから買わずに、電力会社が自ら発電するか、その他から電力を購入するコストだと定義している。さらに、同条e項は、コジェネは電力会社に課されている連邦規制、および州規制を免除されることを定めている。そして、同条f項は連邦エネルギー規制委員会（Federal Energy Regulatory Commission, 以下、連邦規制当局と記す）がルールを公表してから1年以内に、各州の規制当局は州内の各電力会社にとってのルールを具体化しなければならないと定めていた¹⁰⁴⁾。

石炭・原子力発電から小型ガス・コジェネへ（下）

連邦規制当局のルール公表 PURPA 210 条に沿って、連邦規制当局は電力会社によるコジェネとの電力売買価格、規制からの免除、そして適格設備の定義などについて 1980 年 3 月にルールを公表した。FERC の基準を満たすコジェネと再生可能エネルギー発電事業は適格設備（Qualifying Facilities, QF）に認定され¹⁰⁵⁾、地元電力会社はその電力を買い上げるようになった。大きな問題は電力会社が QF の電力を買い上げる価格をどう決めるか、また、電力会社が QF に供給するバックアップ電力の価格をどうするかであった。PURPA 210 条に書かれた、「適正な」、QF にとって「差別的でない」が、「増分コスト」を超えない価格という文言の解釈が決定的に重要だった。連邦規制当局は、コジェネから購入することによって回避された、電力会社の発電コストと解釈し、さらに回避された資本コストも含むと解釈した¹⁰⁶⁾。だから、回避された発電コストと回避された発電所建設費がコジェネに支払われることと解釈された。なお、電力会社が QF に供給するバックアップ電力の価格は、一般の販売と同様、電力会社発電の平均コストということになった。そうすると、エネルギー・コストの高騰した当時、コジェネの電力は電力会社の上昇してゆく傾向にある回避コスト（avoided cost）で販売でき、他方、電力会社から購入する電力価格は回避コストより低い価格になる。こうして、QF は確実に利益を出せることになった。つまり、連邦規制当局は QF に有利になるように 210 条を解釈したのだった。このルールを公表から 1 年後の 1981 年 3 月までに、各州の規制当局はそれぞれの州のルールを具体化することになった。しかし、その期限を守ったのは 5 州だけだった。

PURPA 210 条によるコジェネ電力の買い上げについて、各州の対応は様々だった¹⁰⁷⁾。ミシシッピ州のように PURPA 210 条を憲法違反だと提訴した州もあったが、その主張は最高裁によって 1982 年に退けられている。また、反対にカリフォルニア州のように熱心に実施した州もあった。PURPA 210 条について熱心に実施したのは、一般的に電力料金の高い諸州（カリフォルニア州やニューヨーク州など北東部の諸州）であった。

4. ガスタービン発電発展の第 2 期：1978-91 年

QF コジェネ発展の概観 PURPA が制定されたので、ガス・コジェネの発展は政策支援を受ける新たな段階に入った。表 4 は、電力会社、非電力会社の発電能力の推移を示したものである。非電力会社についてコジェネ（OF および QF 以外）と再生エネ（QF および QF 以外）に分けたデータになっている。一番最後の列は、コジェネ、再生エネ、その他を含めたすべての非電力会社の総発電能力であり、カッコ内の数値は、非電力会社の総発電能力の電力会社の総発電能力にたいする比率（%）である。

この表 4 によれば、第 1 に、非電力会社のコジェネ、再生エネはともに増えているが、コジェネのほうが増え方が速い。第 2 に、コジェネも再生エネも QF のほうが QF 以外より増え方が速く、QF となって電力会社に電力を買い上げてもらったという政策的措置によ

表 4 電力会社、QF その他の総発電能力の推移 (単位: 万 kW, %)

年	電力会社	非電力会社				
		コジェネ		再生エネ		その他を含めた全 ての非電力会社
		QF	QF 以外	QF	QF 以外	
1978	5 億 7931	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1,939 (3.3%)
1985	6 億 8873	1,063	644	316	68	2,292 (3.3)
1986	7 億 769	1,187	658	423	72	2,532 (3.6)
1987	7 億 1806	1,563	668	496	82	3,002 (4.2)
1988	7 億 2385	1,790	682	597	87	3,374 (4.7)
1989	7 億 3088	2,188	734	749	94	4,027 (5.5)
1990	7 億 3505	2,515	768	847	104	4,513 (6.1)
1991	7 億 3996	2,836	876	889	110	5,005 (6.8)
1992	7 億 4165	3,128	941	918	98	5,519 (7.4)
1993	7 億 4469	3,335	979	948	104	5,813 (7.8)
1994	7 億 4595	3,983	919	968	85	6,501 (8.7)
1995	7 億 5086	4,218	841	958	91	6,642 (8.8)
1996	7 億 5489	4,377	952	977	92	6,933 (9.2)

注 1) 一番左のカッコ内の数値は、非電力会社の総発電能力の、電力会社の総発電能力にたいする比率。

注 2) Dept. of Energy/Energy Information Administration (DOE/EIA), *The Changing Structure of the Electric Power Industry, 1970-1991*, 1993, p. 5 は、1991 年の非電力会社の発電能力は 4,820 万 kW, うちコジェネは 3,519 万 kW と記している。DOE/EIA, *The Changing Structure of the Electric Power Industry: An Update*, 1996, p. 13 は 1995 年の非電力会社の発電能力は 7,030 万 kW と記している。

(出所) Richard F. Hirsh, *Power Loss: The Origins of the Deregulation and Restructuring of the American Electric Utility System*, The MIT Press, 1999, p. 274.

るものと考えられる。QF コジェネはコジェネ全体の 82% ほどを、QF 再生エネも再生エネ全体の 91% ほどを占め、コジェネや再生エネの拡大はどちらも QF が牽引したとみることができる。PURPA のコジェネ、再生エネ育成政策は成果を挙げたといえる。

第 3 に、最後の列の「その他を含めたすべての非電力会社」の総発電能力は、1978 年に 1,939 万 kW で電力会社の総発電能力の 3.3% しかなかったが、1992 年になると 5,519 万 kW となって電力会社の総発電能力の 7.4% になっている。つまり、この時期に非電力会社の総発電能力は、QF の牽引によって増加されたと見てよいだろう。ただし、PURPA の実施方式は州によって異なり、カリフォルニア州のような一部の州で熱心に取り組み、また、テキサス州のような条件のそろった州などで QF が大いに増加した¹⁰⁸⁾。

カリフォルニア州のコジェネ発展 カリフォルニア州は PURPA 210 条を最も熱心に実施した州であった。同州は 1982 年までに 3 つの、83 年に 4 つ目のスタンダード・オファーを案出していた。スタンダード・オファーとは同州規制当局が、電力会社と QF との契約がス

石炭・原子力発電から小型ガス・コジェネへ（下）

ムースに取り交わされるように案出した契約モデルである。ここでは問題となったスタンダード・オファー No.2 と暫定スタンダード・オファー No.4（以下、暫定 SO₄ と略記する）だけを説明する。スタンダード・オファー No.2 はピーク時に安定的に電力を供給できる QF のために、エネルギー支払いだけでなく発電能力支払いを含み、最長 30 年間の長期契約方式であった¹⁰⁹⁾。

また、暫定 SO₄ は大規模な QF のために融資獲得できるような有利な条件を組み込んでいた。暫定 SO₄ は最長 30 年の長期契約であり、エネルギー支払いに 3 つのオプションを付与していた。オプション 1 は最初の 10 年間、予想価格に固定し、その後は実勢価格で変動するものであった。オプション 2 は最初の 10 年間、予想価格より高く、その後は低く設定するもので、再生可能エネルギー発展にインセンティブを与えるものであった。オプション 3 は、価格が変動しやすい天然ガスを燃料とするコジェネのために、固定価格ではなく、実勢価格を反映した変動価格で支払われるものであった¹¹⁰⁾。

暫定 SO₄ は 1983 年 9 月に承認されたが、燃料価格は上昇してゆくのではないかという予測に立っていた。そのため、たとえば、電力会社サザン・カルフォルニア・エジソンの暫定 SO₄ は、エネルギー支払いが 1984 年に kWh 当たり 5.6 セント、1993 年には 10.1 セント、また発電能力支払いは 1.42 セントから 2.07 セントに設定されていた。これは QF にとって非常に有利な条件であったので、1984 年末に、電力会社と QF の契約は 1,000 万 kW を超え、1985 年末に 1,500 万 kW を超えた¹¹¹⁾。1990 年のカリフォルニア州の総需要が 4,100 万 kW だった¹¹²⁾ ので、この契約量が非常に大きいことが理解されよう。あまりにも、多くの QF 契約が激増したので、しかも、燃料価格が急激に下落し始めたため、規制当局は暫定 SO₄ の運用を 1985 年 4 月に停止した¹¹³⁾。

もちろん、契約されても実際に建設・運転に至らない QF もあったが、それでも、1988 年に運転・送電に至った QF は 585 万 kW に、1990 年には 882 万 kW に上っていた。これはカリフォルニア州の総発電能力の約 20% に相当した¹¹⁴⁾。1991 年、同州の非電力会社の電源構成ではコジェネが一番多く 584 万 kW となっていた¹¹⁵⁾。カリフォルニア州の QF コジェネ育成は、いろいろな問題を抱えながらも成功したといえよう¹¹⁶⁾。

テキサス州のコジェネ発展 理想主義的にコジェネ育成に取り組んだカリフォルニア州と異なり、テキサス州は天然ガスの主産地でありコジェネ発展に適しているうえに、同州のコジェネ育成策は、現実的で柔軟な制度設計になっていた。それは第 1 に、各電力会社は不必要な電力を QF から購入する義務がないことである。第 2 に各電力会社の回避コストは 2 年に一度改定され電力価格実勢を反映しやすく、第 3 にその回避コストは電力会社がコジェネ QF から電力を買い上げる上限価格であり、各電力会社とコジェネの間で協議して決められる。したがってコジェネ間で競争が働き、回避コストより低い価格での買い上げとなること

も多い。ただし、第 4 に、電力会社は QF より託送の要求があれば、託送を義務付けられている¹¹⁷⁾。このように、電力会社にとっても QF にとっても比較的受け入れやすい条件を含んでいたため、紛争が極めて少なかった。

テキサス州はカリフォルニア州とコジェネ育成の点で全国トップの座を競ってきたが、1996 年ごろテキサス州は約 800 万 kW（ただし、再生エネも含む）に、カリフォルニア州は 1,032 万 kW（コジェネだけだと 618 万 kW）になっていた¹¹⁸⁾。1989 年ごろのテキサス州では、コジェネ能力の 3/4 以上が石油精製産業と化学工業に集中しており、コジェネ設備は 100 くらいあるが、7 大設備がコジェネ能力の 75% 以上を占めていた。同州のコジェネ能力の 93% は、同州で産出する天然ガスを燃料としており、60% はコンバインド・サイクルであり、26% はシンプル・サイクルであった。非電力会社によって担われたコジェネ設備は、同州の電力会社が販売する電力量の約 10% を生産していた¹¹⁹⁾。

7 大コジェネ設備の所有者は、ダウ・ケミカル（化学）、オキシデンタル（石油）、エンロン（天然ガス）、ドミニオン（バージニア電力の関連会社）、GE（ガスタービン）などであった（1989 年ごろ）。この 7 大コジェネ設備は化学工業や石油精製産業に熱蒸気を売りながら、テキサス州の有力電力会社、ヒューストン電灯電力（のちのリライアント・エナジー社）に合わせて約 82.5 万 kW を、および、テキサス電力会社（のちの TUX エナジー社）に約 121.5 万 kW を販売した。これらの電力販売契約の多くは、1980 年代半ばに開始され、8-20 年間の契約期間であった。沿岸部のヒューストン電灯電力の営業地域で多くのコジェネ設備が発展したが、電力需要は内陸部のダラス＝フォートワースや同州西部にあり、ヒューストン電灯電力は内陸部が営業地域であるテキサス電力会社に託送しなければならなかった¹²⁰⁾。テキサス大学の調査によると、同州のコジェネは、将来、2,000 万 kW になると予測され、事実、2010 年ごろ 1,800 万 kW に達している¹²¹⁾。

ガスタービン開発競争の激化 PURPA によってコジェネが発展し、また、天然ガス価格が低落し始めたという好条件も重なり、ガスタービンの将来性が大きく開けてきた。そこで、発電機メーカーのガスタービン開発競争が激化した。GE のガスタービン研究開発の最初の成果は、1968 年の「STAG 105 型」であり 2.1 万 kW の規模であった¹²²⁾。それ以降、研究開発を長年継続し、1987 年、画期的に前進した「フレーム 7F (MS7001F)」を発売した。フレームと呼ばれるガスタービンは航空エンジンから派生した小型のものとは異なり、初めから発電機として開発され大型化が可能なものである。「フレーム 7F」はそれまでの製品の規模の約 2 倍、14.7 万 kW となり、シンプル・サイクルでは熱効率 34% を、コンバインド・サイクルとしては 53% を達成し、前世代より 4 ポイントも前進させた¹²³⁾。わずか 1% の熱効率の向上であってさえ、40-50 万 kW のコンバインド・サイクルのライフサイクルでは、操業費が 2,000 万ドルも低下するという¹²⁴⁾。これは初めて 1990 年にバージニ

表 5a コンバインド・サイクルの開発競争, 1987-92 年

メーカー	タービン機種	発電能力	熱効率	公表年
GE	フレーム 7F	23 万 kW	53%	1987 年
WH	501F	23	54	1989
シーメンス	V94.3	30	54	1990
ABB	GT13E2	25	54.7	1992

表 5b コンバインド・サイクルの開発競争, 1993-95 年

メーカー	タービン機種	発電能力	熱効率	公表年
ABB	GT24	25 万 kW	57.5%	1993 年
WH	501G	34.5	58	1994
シーメンス	V84.3A	24.5	58	1995
GE	フレーム 7G	35	58	1995
	フレーム 7H	40	60	1995
	フレーム 9H	48	60	1995

(出所) Anna Bergek, Fredrik Tell, Christian Berggren and J. Watson, "Technological Capabilities and Late Shakeouts: Industrial Dynamics in the Advanced Gas Turbine Industry, 1987-2002," *Industrial and Corporate Change*, vol. 17, no. 2, 2008, p. 60. ただし, この表は, J. Watson が作成したと記されている。なお, 引用にあたり若干の簡素化を行った。

ア電力会社のチェスターフィールド発電所に建設された。表 5a に示すように, 1987 年の「フレーム 7F」の発売によって, 数社によるガスタービン製品の連続の開発, 急速な発展, そして激しい競争の時代が始まった¹²⁵⁾。

GE が「フレーム 7F」を公表した時, その他のメーカー, WH, ABB, そしてシーメンスの製品は熱効率 50% に達しておらず, 競争において劣勢となった。表 5a に示すように WH は三菱重工業と協力して 1989 年に「フレーム 7F」に類似した「501F」を開発・販売し, 1991 年にはシーメンスが 30 万 kW の「V94.2」を公表した。WH やシーメンスの新製品は GE の「フレーム 7F」より熱効率がわずか 1 ポイントであるが超えていた。1987 年に ASEA (Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget) とブラウン・ボバリが合併して創業された ABB (ASEA Brown Boveri) は, 1992 年「GT13E2」を発売した¹²⁶⁾。

第 3 期にずれ込むが, 表 5b に示したように, ABB は 1993 年に, 熱効率 57.5% の「GT24/26」を発売した。他メーカーの製品より, 3.5 ポイントも熱効率が高かった。ABB の「GT24/26」に最初に反応したのは WH であり (1994 年), 三菱重工業, ロールス・ロイスとも協力して, 「501G」を発売した。また, シーメンスは独自に「V84. 3A」を公表した。

さらにGEは1995年に「フレーム7G」を、そして「フレーム7H」を開発・販売し、ついに熱効率が60%を超えたのである¹²⁷⁾。ここにガスタービンのコンバインド・サイクルは本格的に開花し、長い間、主流であった蒸気タービンに代わりもっとも主要な発電方式になったのである¹²⁸⁾。

5. 電力自由化の第2幕

高まる送電網開放の要求 PURPAが育成しようとしたQFは1995年に1,200万kWになると予測されたが、1991年末には3,200万kW以上に達していた¹²⁹⁾。一部の諸州が回避コストを高く見積もったため、予測を超えた多くのQF発電能力が出現したのである。そのため、たとえばカリフォルニア州では1985年に一部のスタンダード・オファーを運用停止し、改定後、電力会社が追加発電能力を必要としたときにのみ、電力購入契約をすることになった¹³⁰⁾。これは競争入札制であり、電力会社が必要とする電力をQF同士が競争入札を行い、契約を獲得するものである。競争入札制は最初にメイン州（1984年）で導入され、1988年から急激に増えた。1992年までに25州が競争入札制を導入し、それらの発電能力の合計は2,500万kW以上に達した¹³¹⁾。

こうした動きを背景に、連邦規制当局は1987年から競争入札制の導入を支持し始めた。それは電力会社が追加電源を必要とするときに、独立電力生産者（Independent Power Producers, IPP）からの入札を募り、最も条件のよい相手を選ぶことができるようにするためである。IPPとはQFになっていないが、電力を販売している非電力会社のことであり、当初は、自家発電をしてきた金属、化学、製紙などの工場が、余剰電力を他社に販売しはじめたものを指した用語であった¹³²⁾。競争入札制が十分に機能するためには、電力会社の送電網が十分に開放される必要があった。ある電力会社の入札を獲得したIPPが、その電力会社の営業地域に立地していれば問題は発生しない。しかし、入札を獲得したIPPがその電力会社の営業地域外に立地している場合、購入する電力会社以外の電力会社の送電網によって託送してもらわねばならないからである¹³³⁾。

そこで、非電力会社とくにIPPは、電力会社に送電網の託送（wheeling）を義務付けるよう要求した。託送とは電力会社がそれ以外の発電事業者の電力を第三者に有料で送電することである。そうすれば、IPPの販売先が大いに増えることになる。しかし、それまでのPURPAに基づいたルールでは、連邦規制当局は電力会社に託送を命令できず、QFと電力会社が合意したときにのみ託送が行われることになっていた。だから、電力会社に託送を義務付けるかどうか争点に浮上してきたのである¹³⁴⁾。こうして、QF, IPP, 天然ガス産業、そして産業需要家が1990年にグループを形成し、電力規制改革を要求し始めた。産業需要家グループは、もし、かれらが新しいガスタービンのコンバインド・サイクルから直接、電力を購入できれば、当時支払っていたkWh当たり5-8セントの電力ではなく、3-4セント

石炭・原子力発電から小型ガス・コジェネへ（下）

の電力を入手できると指摘した¹³⁵⁾。電力自由化の第2幕は、電力会社の送電網へのアクセスが焦点となったのである。

1992年エネルギー政策法 さて、1989年にアメリカの外国石油依存率は42%にも上昇しており、それを懸念したブッシュ（父）大統領は、新しいエネルギー政策の策定を指示した。同政権の目標は、石炭、石油、そして天然ガスからなる国内エネルギー資源の供給能力を高めることだった。そこで、同政権は石油についてはアラスカ北極野生生物生息地での採掘を認め、再生エネに優遇税制を与え、そして電力市場での競争を促進しエネルギー効率を高めることを目指した¹³⁶⁾。

ブッシュ政権は1978年PURPAをさらに前進させた「1992年エネルギー政策法」を制定した。1978年PURPAは電力産業発電分野の独占を部分的に終わらせ、コジェネと再生エネをQFと認定し育成した。その後、とくにコジェネの発展が著しく、その発電コストは低下しており、電力分野に参入しようとしている諸企業や大口需要家にとって魅力的な発電方式になっていた。1992年法はさらに競争の発展を促そうと電力会社の送電網を開放したが、これは電力産業の大転換をもたらす電力自由化の第2幕となるのである¹³⁷⁾。

1992年エネルギー政策法は、第1に、連邦規制当局が送電網を所有し運営する電力会社に、第三者の卸売電力の送電を命令する権限を認めた。同法は、また、送電料金を決める権限も連邦規制当局に与えた¹³⁸⁾。ただし、小売電力託送については連邦規制当局に権限を与えずに、州規制当局に与えたので¹³⁹⁾、州ごとに異なった電力自由化が行われることになるのである。第2に、これまで非電力会社としてはQFしか認められていなかったが、IPPが増加してきたので、同法は非規制卸売電力生産者（Exempt Wholesale Generators, EWGs）という新カテゴリーを設けて承認した¹⁴⁰⁾。これによってIPPやマーチャント・プラントの存在が法的に承認され、自家発電をしていた製造企業ばかりでなく、その他の新規参入者が電力会社に真っ向から競争を挑むようになった。マーチャント・プラントとはIPPのなかで長期電力販売契約を持たずに、卸売電力市場への販売を狙う発電所を指す¹⁴¹⁾。同法は第3に、風力発電事業者にkWh当たり1.5セントの税額控除を認め、その発展を支援した¹⁴²⁾。

1996年送電網開放命令 1992年エネルギー政策法を具体化したルールは、連邦規制当局が策定することになった。送電網開放は技術的にも政策的にも大変難しい問題をはらんでいるので、送電網開放のルールを策定するのは困難を極めた。そのため連邦規制当局は3年半を要し、1996年に送電網開放命令（Order 888）を公表した¹⁴³⁾。これによる新ルールの主な特徴は、第1に、すべての送電網所有者は差別なき公平な送電料金を連邦規制当局に申請し許可を得なければならないことであった¹⁴⁴⁾。ここで送電網所有者の電力会社が自社あるいは自社グループの発電所を優遇し、QFやIPPを差別しないようにすることは重要である

が、困難な課題であろう。

そこで、第2に、送電網の運営は市場参加者から独立しているべきであり、連邦規制当局は各地域で独立送電機構の設立を義務付けてはいないが、それが送電網への公平なアクセスを保証する有効な手段であると考えていた¹⁴⁵⁾。独立送電機構とは広域の、通常、複数の電力会社の送電網を統一的に管理・運営する組織であり、電力会社とは別の組織である。第3に、送電網を開放したあとに、真に競争的な卸売電力市場が実現するためには、特定の電力販売者（グループ）が市場支配力をもたないように監視とチェック措置が必要であるとしたことである¹⁴⁶⁾。

連邦規制当局は各地域内で送電網を所有するすべての電力会社が、それらの送電網を独立送電機構（あるいは、地域送電組織ともいう）に移管することを推奨した¹⁴⁷⁾。それは強制ではなかったが、電力会社の垂直統合を残したままで、発電・送電・配電の機能的分離をしただけでは、IPPに公平な送電サービスを提供できない可能性があると考えていたからである。1996年送電網開放命令の後、独立送電機構を設置し、発送電分離式の自由化を行った州・地域と、電力会社の垂直統合を維持したまま送電網の開放・託送を行った州・地域に分かれた。独立送電網を設置し発送電分離式の自由化を行うと、卸売発電事業者を公平に扱いやすくなり卸売電力の競争は進むが、需給のバランスをとるのがやや困難になり、しばしば、電力市場の安定性が損なわれる可能性がある¹⁴⁸⁾。

独立送電機構を設置して発送電分離式の電力自由化に踏み切ったのは、1996-99年に5つの州・地域であった。それらはニューイングランド地域、ニューヨーク州、そしてPJM（ペンシルバニア、ニュージャージー、メリーランド州）を中心とした地域、そして、カリフォルニアとテキサス州であった。ミッドコンチネンタル（中西部）地域とサウスウエスト（南西部）地域は2000年代前半に独立送電機構を設置し、これまですべてで7つの独立送電機構が設立された¹⁴⁹⁾。とくに独立送電機構ができた州・地域で、激しい競争が開始されたのである¹⁵⁰⁾。

6. ガスタービン発電発展の第3期：1992年以降

IPPによる発電所投資の激増 1992年エネルギー政策法の制定、とくに1996年送電網開放命令から1999年までの5つの独立送電機構の設立によって、電力自由化の方向性はかなり明確になった。それまでは、IPPは電力自由化の方式がどのようになるかを見極めており、発電設備への新規投資は極めて少なかった。しかし、IPPは1999年から2002年まで発電設備への新規投資を激増させた¹⁵¹⁾。1999年に新規投資が1,050万kWに、2000年には2,350万kWに、2001年には4,800万kWに、そして2002年には5,500万kWに達した¹⁵²⁾。これらは石油危機前後の発電設備への投資を超える、歴史的な大規模な投資であった。この4年間におよそ1億3,700万kWという膨大な新規投資が行われ、当時の電力会社の総発電能力

石炭・原子力発電から小型ガス・コージェネへ（下）

がおよそ7億6,000万kWだったので、その18%にも及ぶ大規模投資が行われたことになる¹⁵³⁾。

「この新規の発電能力増加の約80%は規制されないマーチャント、あるいは非電力会社によって、卸売電力市場において販売するため建設された。……………この発電能力のほとんどはガス発電であり、クリーンで熱効率のよいコンバインド・サイクル発電技術によるものであった¹⁵⁴⁾」。この引用文中のマーチャントとは、長期電力販売をもたないで建設され、卸売電力市場に販売しようとするマーチャント発電所のことを指している¹⁵⁵⁾。また、この投資のほぼ80%がコンバインド・サイクル発電所にたいして行われ、1997-2002年における1億4,750万kWの新規発電のほとんどすべてが、IPPによって建設された¹⁵⁶⁾。つまり、1990年代末から2000年代初期にかけての第3期は、発電能力への新規投資が激増し、そのおよそ80%がコンバインド・サイクルへの投資であり、ほとんどすべてがIPPによる建設であった。

コージェネ発電コストの低落 ガスコージェネへの大規模な投資は、その発電コストの低落からも促進されたと思われる。1990年代末から重要性を増してきたガス・コージェネの発電コストは、表6に示すように、1980年代はkWh当たり4-6セントと推定されていた。それは

表6 ガスタービンの発電コスト推計

推定者（推定年）	kWh 当たりコスト	備考（調査対象、条件、主張など）
Devine (1987)	4-6 セント	コージェネ
Sant (1993)	3	新規 IPP
Bayless (1994)	n. a.	5-15 万 kW のガスタービンの発電コストが最も低い
Linden (1995)	3	ガス価格 2.0-2.5 ドル/mBtu, コンバインド・サイクル
Casten (1995)	2 以下	GE フレーム 6; 4 万 kW, ガス価格 3.0 ドル/mBtu
Balzhiser (1996)	3	コンバインド・サイクル
Linden (1997)	3 2.5	ガス価格 2.5 ドル/mBtu, コンバインド・サイクル ガス価格 3 ドル/mBtu, シンプル・サイクル
Hirsh (1999)	2.5	コンバインド・サイクル

（出所）上から、Michael D. Devine, *et al.*, eds., *Cogeneration and Decentralized Electricity Production: Technology, Economics, and Policy*, Routledge Taylor & Francis Group, 1987, p. 140; Roger W. Sant, "Competitive Generation Is Here," *The Electricity Journal*, Aug./Sept., 1993, pp. 22-3; Charles E. Bayless, "Less is More: Why Gas Turbines Will Transform Electric Utilities," *Public Utilities Fortnightly*, Dec. 1, 1994, p. 24; Henry R. Linden, "The Revolution Continues," *The Electricity Journal*, Dec. 1995, p. 55; Thomas R. Casten, "Electricity Generation: Smaller Is Better," *The Electricity Journal*, Dec. 1995, p. 70; Richard E. Balzhiser, "Technology-It's Only Begun to Make a Difference," *The Electricity Journal*, May 1996, p. 36; H. R. Linden, "Operational, Technological and Economic Drivers for Convergence of the Electric Power and Gas Industries," *The Electricity Journal*, May 1997, pp. 19-20; R. F. Hirsh, *Power Loss*, p. 248.

1992年までに低下し3.2-5.5セントと算定された。さらに1990年代に多くの論者は、ガスタービン発電技術の発展により、その発電コストは低下しkWh当たり約2-3セントと推定した。これにたいしそれまで長く主流電源であった石炭火力発電コストは、90年代に5.1-6.7セントであった¹⁵⁷⁾。このように、小型ガス・コジェネがコスト面で明確に有利になってきたのである。

ベイレス論文(1994年)によれば、発電技術の進展があり、時代によって最適発電設備の規模が変わってきた。それは1930年代には5万kWであり、1950年代には20万kW、1980年代には100万kWに大規模化してきた。しかし、1990年代にはガスタービン技術が発展し、わずか5-15万kWのガスタービンが最も安価な発電技術になった¹⁵⁸⁾。だから、大企業でなくともガスタービン発電は担えるのであり、規制の壁を撤廃すべきであるという主張に連動してゆく。

また、カーステン論文(1995年)はこうした分散型発電の経済効果は、1970年にはわかっていたという。したがって、1970年代から伝統的な発電技術からガスタービン・コジェネへの長期的変化が始まっていたと考えられる。電力会社の新規の発電設備の平均規模は1980年代末まで50-60万kWを維持するが、その後、小規模化し始めた。しかし、電力会社とコジェネを合わせた、新規の発電設備の平均規模は、1978年のPURPA以後、次第に小型化し、1980年代前半には10万kW以下になっている¹⁵⁹⁾。これはIPPのコジェネの比重が高まって、分散型電源の時代になってきたからである。

IPPによるコジェネ新規投資の目的 この第3期のIPPによるコジェネ投資は、何を目的にしていたのであろうか。表7はガスタービン発電機の市場シェア50%をもつ最大のメーカーであるGEの販売台数についてのデータを示している。GEの販売台数の多い代表的な2つの機種、1995、1997、2000、2001年における販売台数を示している。ひとつはLM6000(4.4万kW)という小型機種であり、他方はMS7001FA(17.2万kW)という大型機種である。LM6000は航空機エンジンから発電機へと技術転用された小型ガスタービンの代表的な機種であり、通常5万kWを超えることはない。MS7001FAは初めから発電機用として開発・生産された「ヘビーフレーム」であり、大型化が可能である。表7によれば、まず、どちらの機種も販売台数が1995、97年に比べ、発送電分離式の電力自由化が開始された後の2000、01年に激増している。1995、97年に多く売れていたのはどちらかといえば、小型のLM6000であった。しかし、2000、01年に多く売れたのは大型のMS7001FAとなった。なお、2000年にはMS7001FAや、シーメンス・WHグループのMS7001FAに類似したW501Fなどの大型タービンが、ガスタービンの総販売数の半分以上を占めたという¹⁶⁰⁾。第3期のIPPのガスタービンへの投資は電力自由化の進展とともに激増し、しかも小型機種から大型機種への投資に変化したのである。

表7 GE製タービン機種別の利用法と販売数

機種	利用法	販売数			
		1995	1997	2000	2001
LM6000 (小型機)	シンプル・サイクル	6	5	97	103
	コンバインド・サイクル	7	2	12	7
	販売数合計	13	7	109	110
MS7001FA (大型機)	シンプル・サイクル	0	7	68	51
	コンバインド・サイクル	4	1	181	100
	販売数合計	4	8	249	151

(出所) Jun Ishii, "Technology Adoption and Regulatory Regimes: Gas Turbine Electricity Generators from 1980 to 2001," The Center for Study of Energy Markets Working Paper, University of California, 2004, p. 25.

ところで、小型と大型のガスタービンの主な用途は何であろうか。表7からは小型のLM6000と大型のMS7001FAの利用法の違いもわかる。つまり、LM6000は通常、シンプル・サイクルとして使われることが多く、ピークロード用として用いられる。他方、MS7001FAは通常、コンバインド・サイクルとして使われ、ベースロード用に使われることが多い。というのは、LM6000はシンプル・サイクルとして使うと熱効率が40%になり、シンプル・サイクルとしてのMS7001FAの熱効率35%を上まわる。他方、MS7001FAをコンバインド・サイクルとして使うとその熱効率は50-55%となり、コンバインド・サイクルとしてのLM6000の熱効率45-50%を上回るからである¹⁶¹⁾。

第2期はコージェネ（と再生可能エネルギー）がQFに認定され、電力会社に電力を買い取ってもらうことで発展した。第3期には電力自由化がさらに進展し、送電網が開放され、託送が可能になり卸売電力市場での競争も可能になったため、IPPにとって競争しうる範囲が大いに広がった。そこで、そのチャンスをとらえIPPはピークロード用電力ばかりでなく、ベースロード用電源として、大型機、とくにMS7001FAに投資し、卸売電力市場の競争に挑んでいった¹⁶²⁾。

他方、電力会社は規制体制に守られてきて、ベースロード用のコンバインド・サイクルに投資してこなかった。そのため、電力会社のベースロード用の石炭発電所の半分以上は古く、新設されてから25年もたっていた。古いベースロード用の石炭発電所のヒートレートは13,000Btu/kWhを超えており、新しいコンバインド・サイクルは9,360Btu/kWhであり、同じ電力量を発電するのに燃料が少なくコスト競争上圧倒的に有利であった¹⁶³⁾。IPPは電力会社の「既存のベースロード用の石炭発電所にとって代わろうとし、ガスタービン・コンバインド・サイクル発電所への投資を激増させたのであった¹⁶⁴⁾」。

IPPの事例：カルパイン社 IPPの典型事例として、2012年までに2,816万kWをもつ大

企業に成長したカルパイン社 (Calpine Corporation) を取り上げる。同社は GE に長年勤務していたエンジニア、カートライトが 1984 年にカリフォルニア州において創業し (本拠地はサンノゼ)、当初は、非電力会社を支援する会社であったが、みずから IPP となって主に地熱発電所を建設・運営した。その借り入れ戦略は保守的で堅実な経営スタイルであった¹⁶⁵⁾。

保守的な経営スタイルに転機が訪れるは、1996 年であった。カルパイン社がテキサス州のフィリップス石油会社 (現在は、コノコフィリップス石油会社) のヒューストン化学コンビナートへの 9 万 kW の 20 年間固定価格での電力供給の競争入札を獲得してからであった。同社はその化学コンビナートの近くに 24 万 kW のパサディーナ発電所 (コンバインド・サイクル) を建設し、化学コンビナートに 9 万 kW の電力と時間当たり 20 万ポンドの蒸気を販売し、残り 15 万 kW を卸売電力市場で販売する予定であった。パサディーナ発電所はマーチャント発電所として、初めて融資をえたプロジェクトであった¹⁶⁶⁾。

カルパイン社はカリフォルニア州ではベクテル社と提携し、いくつかの 60-88 万 kW のコンバインド・サイクル発電所を建設した。そのなかで、ダウ・ケミカルの工場に近いデルタ・エナジー・センターは同州の電力会社の平均的なガス発電所より熱効率が 40% も高く、ダウに電力 2 万 kW と蒸気をパイプラインで供給した。燃料の天然ガスは、ダウが持っているサンタフェ鉄道沿いのパイプライン敷設権を使い、大手電力会社パシフィック・ガス電力のガスターミナルから調達した¹⁶⁷⁾。カルパイン社はさらに電力価格が高く、IPP が活躍できるニューイングランド地方にも進出した。同社は 1998 年に、マサチューセッツ州のエナジー・マネジメント社と提携し、コンバインド・サイクル発電所を建設・運営した。両社はニューイングランド地方で、最初の、3 番目、そして 5 番目となるマーチャント発電所を建設し、これらの新発電所の周辺の古い発電所は閉鎖されつつあったという。カルパイン社がニューイングランド地方で 4 番目に建設したメイン州ウェストブルック発電所は、GE 社製のフレーム 7F 発電機を用い、最新の環境対策技術を導入したという¹⁶⁸⁾。

このように、カルパイン社は積極的な建設によって、急成長した。その経営戦略は、コンバインド・サイクル発電所を標準化し、自ら建設を行い、低コストの電力・蒸気販売を行うことである。発電所を標準化しているので、部品などの管理も容易であること、また他会社に建設を委ねるのではなく自ら建設するので、建設マージンを節約できる。同社の建設子会社が発電所を担保に融資を受け、その発電所が完成し利益を出し始めると、融資を返済し、また、次の発電所建設のために融資を受けるといった資金繰りを展開した。こうして、同社は 2000 年に 585 万 kW の発電能力を持ち、1,400 万 kW の発電所を建設中であった。

2001 年末のエンロンの倒産によってガス産業全体が後退し、急拡張してきた建設に伴う負債がカルパイン社を苦しめた。同社はそれでも建設を進め、2005 年には 2,650 万 kW の発電能力を持ち、IPP としては全国第 2 位の有力企業に成長した。発電能力のほとんどがコ

石炭・原子力発電から小型ガス・コージェネへ（下）

ンバインド・サイクル発電所だった。2005年に倒産し、2008年に再建を果たした。同社の発電能力は2014年には2,600万kWになっており、大電力会社とはほぼ同様の規模になっていた¹⁶⁹⁾。

結びに代えて

電力産業は19世紀末から石炭火力を中心に蒸気タービン発電機の大型化を一貫して実現し規模の経済を達成し、電力コストを低下させてきた。電力価格が低下すると消費が増大し、それがさらに発電設備の大型化を促進するという電力会社の「消費促進・投資拡大」戦略が成功してきた。電力産業は伝統的な電源、石炭・原子力発電所とともに広域送電・配電網を発展させ、地域独占が認められ州・連邦政府の規制が実施されてきた。

他方、伝統的電源以外にも、航空機ジェットエンジンから派生した小型ガスタービン発電機も1965年から電力会社によってピークロード用として導入されたが、大型発電所にたいする小規模な補充に過ぎなかった。石油危機が勃発すると燃料費が暴騰し建設費も高騰し、大型発電所の建設は電力価格を引き上げるようになり、大型発電所の限界も明らかになった。そこで、1978年に熱効率が高く低コストになりつつあった小型ガスタービン・コージェネを育成する公益事業規制政策法（PURPA）が制定された。これによって、ガスタービン・コージェネの電力は電力会社によって買い上げられ、ガスタービン発電は発展しはじめた。ガスタービンを製造する発電機メーカーも、1980年代後半にはガスタービンの開発競争を繰り広げ、ガスタービンの熱効率が高まり、コストが一層低下した。

こうしてガスタービン・コージェネの性能が大型発電所のそれを超えると、電力自由化は第2幕に進み、1996年から電力会社の送電網を開放し、地域によっては発送電分離方式の徹底した電力自由化が行われた。その結果、電力会社以外の独立電力生産者（IPP）にチャンスが広がり、IPPは発展するガスコージェネに大規模な投資を行った。そして、ガスコージェネ、とくにコンバインド・サイクル方式は主流の電源になった。IPPのなかには大規模電力会社に匹敵する規模の企業も出現した。こうして、電力自由化は成功し¹⁷⁰⁾、天然ガス発電能力は2002年に長く最大電源であった石炭発電能力を抜き、発電量でも2016年に天然ガス発電は石炭発電を抜いた¹⁷¹⁾。伝統的な石炭・原子力発電所の役割が後退し、小型コージェネが主流となり、分散型電源の時代をもたらした。

現在も天然ガス発電能力は増えてはいるが、しかし、2020年から相対的地位が若干ながら低下しはじめている。それは、再生エネの発電能力の増加が著しいからである。新たに建設される発電所のうち、再生エネ発電所の占める比率は、2014-21年までの8年間のうち7年にわたって50-79%であった。それは2022年には63%になるだろうと予測され¹⁷²⁾、事実、同年1-6月期には67%にも上っている¹⁷³⁾。天然ガス発電の全盛時代は終わり、再生エ

ネの時代に入ったように思われる。

注

- 72) 1930年代から英独において戦闘機用に研究開発が本格化し、イギリスではフランク・ホイットルが、ドイツではハンス・フォン・オハインが先導者であった (Vaclav Smil, *Prime Movers of Globalization: The History and Impact of Diesel Engines and Gas Turbines*, The MIT Press, 2010, pp. 86-94; Edward W. Constant, II, *The Origins of the Turbojet Revolution*, The Johns Hopkins Univ. Press, 1980, p. 179)。
- 73) エネルギー総合工学研究所『ガスタービン技術』2007年3月, 2ページ (<https://www.iae.or.jp/wp/wp-content/uploads/2014/09/2006-1.pdf> [2022年8月22日閲覧])。なお, Hirsh, *Power Loss*, p. 105も参照。
- 74) Marc H. Ross and Robert H. Williams, *Our Energy: Regaining Control: A Strategy for Economic Revival through Redesign in Energy Use*, McGraw-Hill Book Co., 1981, p. 159.
- 75) Ross and Williams, *Our Energy*, p. 155.
- 76) United States. Executive Office of the President, *National Energy Plan*, April 1977, p. 45.
- 77) Ross and Williams, *Our Energy*, p. 160.
- 78) Smil, *Prime Movers of Globalization*, pp. 84, 149.
- 79) Smil, *Prime Movers of Globalization*, p. 149; American Society of Mechanical Engineers, “The World’s First Industrial Gas Turbine Set at Neuchâtel (1939),” 1988.
- 80) Vaclav Smil, *Natural Gas: Fuel for the 21st Century*, John Wiley & Sons, Ltd., 2015, p. 83.
- 81) ASME, “America’s First Power Generating Gas Turbine,” 2014; Sonal Patel, “A Brief History of GE Gas Turbines,” July 2019 (<https://www.powermag.com/a-brief-history-ge-gas-turbines-2/> [2022年3月16日閲覧])。
- 82) 以上, Smil, *Natural Gas*, pp. 83-4.
- 83) Darian Unger and Howard Herzog, “Comparative Study on Energy R&D Performance: Gas Turbine Case Study,” Massachusetts Institute of Technology Energy Laboratory, Aug. 1998, p. ii. なお, ASME, “America’s First Power Generating Gas Turbine,” pp. 3-4によると, 1966-76年に1,429基のガスタービン発電機が設置され, それらの合計の発電能力は4,500万kW以上になったという。この数値はもっと少ないとする文献もある。
- 84) Dept. of Energy/Energy Information Administration, *The Changing Structure of the Electric Power Industry, 1970-1991*, 1993, p. 9.
- 85) Synergic Resources Corporation, “Industrial Cogeneration Case Studies,” 1980, p. 5-10.
- 86) DOE/EIA, *The Changing Structure of the Electric Power Industry, 1970-1991*, pp. 9, 12.
- 87) 発電機メーカーの中で, 航空機エンジン部門とガスタービン発電機部門をもっていたのはGEだけであり, 航空機エンジンの技術進歩の成果をガスタービン発電機の開発に生かすことができた。
- 88) Smil, *Prime Movers of Globalization*, p. 150.
- 89) Unger and Herzog, “Comparative Study on Energy R&D Performance,” p. 6.
- 90) Unger and Herzog, “Comparative Study on Energy R&D Performance,” pp. 7-8.
- 91) Unger and Herzog, “Comparative Study on Energy R&D Performance,” pp. 10-1.

- 92) Jorge Islas, "Getting Round the Lock-in in Electricity Generating Systems: The Example of Gas Turbine," *Research Policy*, 26 (1997), pp. 57-9; David L. Chase, "Combined- Cycle Development Evolution and Future," GE Power Systems: GER-4206, (not dated) pp. 5-6.
- 93) Islas, "Getting Round the Lock-in in Electricity Generating Systems," pp. 59-61.
- 94) Islas, "Getting Round the Lock-in in Electricity Generating Systems," pp. 59.
- 95) Islas, "Getting Round the Lock-in in Electricity Generating Systems," pp. 61-2.
- 96) Smil, *Natural Gas*, p. 85.
- 97) "Double-Duty Steam Can Save Electricity, Study Finds," *The New York Times*, Oct. 10, 1975.
- 98) Resource Planning Associates, Inc., "The Potential for Cogeneration Development in Six Major Industries by 1985: Executive Summary," Dec. 1977, pp. ii, 2.2, 2.4, 2.5.
- 99) Alvin L. Alm and Kathryn L. Stein, "PURPA-Propose and Prospects," James Plummer, *et al.*, eds., *Electric Power Strategic Issues*, Public Utilities Reports, Inc., 1983, pp. 237-8.
- 100) "U.S. Natural Gas-fired Combined Cycle Capacity Surpasses Coal-fired Capacity," DOE/EIA, Today in Energy, April 10, 2019 (website).
- 101) たとえば、ニューヨーク市におけるコジェネの事例として、4つの大規模なアパート団地がコジェネの自家発電をしており、そのうちのひとつは2.44万kWの規模で、kWh当たり4.5セントで発電した。電力会社の料金は10.1セントであったという。また、ニューヨーク州ではコジェネの発電能力は合計約45万kWあり、その2/3はイーストマン・コダック、アライド・ケミカル、ベツレヘム製鋼、そしてフーカー・ケミカルの4社によって担われていた (Charles M. Pratt, "Cogeneration: A Successful Response to the Energy Crisis?" *Fordham Urban Law Journal*, vol. 9, no. 3, 1981, pp. 485-6)。
- 102) PURPAの議会討議過程で、コジェネへの優遇措置は早くから合意されていたが、1977年8月、再エネを推進する上院議員たちによって、また、ニューハンプシャー州に本拠をおくゴミ焼却発電事業を展開していたホイーラボラター・フライ社のロビー活動によって、法案に再生可能エネルギーへの支援策が盛り込まれていった (Hirsh, *Power Loss*, pp. 83-8)。
- 103) 以上, Public Law 95-617: Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 ([https:// www.govinfo.gov/content/pkg/STATUTE-92/pdf/STATUTE-92-Pg3117.pdf](https://www.govinfo.gov/content/pkg/STATUTE-92/pdf/STATUTE-92-Pg3117.pdf); 2022年1月1日閲覧)。
- 104) Public Law 95-617: Public Utility Regulatory Policies Act of 1978.
- 105) QFとなる条件には、コジェネの場合、熱で供給するエネルギーが全体の5%以上あることであり、再生エネの規模は8万kW以下とされた。
- 106) こうした解釈によって、コジェネの販売する価格がコジェネの発電するコストと解釈される可能性はなくなった (Pratt, "Cogeneration," p. 510)。
- 107) 以上, Hirsh, *Power Loss*, pp. 91-8. なお, Alm and Stein, "PURPA-Propose and Prospects," pp. 240-62は、カリフォルニア、マサチューセッツ、そしてジョージア州を紹介している。ジョージア州ではほとんどの電源が石炭であるため、回避コストが低くなったと述べている。
- 108) 1995年の時点で非電力会社の発電量が多い州は、電力料金の高い州 (カリフォルニア、ニューヨーク、ニュージャージー、マサチューセッツ州)、ガスコジェネの発展に適した州 (テキサス、ルイジアナ州)、そして化学工業の集積州 (ミシガン州) などであった (DOE/EIA,

- The Changing Structure of the Electric Power Industry : An Update*, Dec. 1996, p. 130)。
- 109) 拙著『アメリカの電力自由化』日本経済評論社, 2002年, 55-6 ページ。
- 110) 拙著『アメリカの電力自由化』, 56-7 ページ。
- 111) Hirsh, *Power Loss*, p. 97.
- 112) Jane Summerton and Ted K. Bradshaw, "Towards a Dispersed Electrical System: Challenges to the Grid," *Energy Policy*, Jan./Feb. 1991, p. 26.
- 113) Hirsh, *Power Loss*, p. 98.
- 114) Summerton and Bradshaw, "Towards a Dispersed Electrical System," p. 27. ただし, この数値には再生可能エネルギーも含まれていた。
- 115) California Energy Commission, *California Historical Energy Statistics*, 1998, p. 78.
- 116) カリフォルニア州のように長期の契約がなかったら, それほど QF は建設されなかっただろう, という指摘がある (Summerton and Bradshaw, "Towards a Dispersed Electrical System," p. 28)。
- 117) Jay Zarnikau and Bob Reilley, "The Evolution of the Cogeneration Market in Texas," *Energy Policy*, vol. 24, no. 1, 1996, pp. 69-70, 73.
- 118) Zarnikau and Reilley, "The Evolution of the Cogeneration Market in Texas," pp. 67, 74; California Energy Commission, *California Historical Energy Statistics*, Jan. 1998, p. 78.
- 119) Zarnikau and Reilley, "The Evolution of the Cogeneration Market in Texas," p. 74.
- 120) Zarnikau and Reilley, "The Evolution of the Cogeneration Market in Texas," pp. 74-5.
- 121) Zarnikau and Reilley, "The Evolution of the Cogeneration Market in Texas," p. 75; L. Lynne Kiesling and Andrew N. Kleit, eds., *Electricity Restructuring: The Texas Story*, The AEI Press, 2009, p. 114.
- 122) Chris E. Maslak and Leroy O. Tomlinson, "GE Combined- Cycle Experience," GE Power Generation, GER- 3651D, p. 18.
- 123) Anna Bergek, Fredrik Tell, Christian Berggren and J. Watson, "Technological Capabilities and Late Shakeouts: Industrial Dynamics in the Advanced Gas Turbine Industry, 1987-2002," *Industrial and Corporate Change*, vol. 17, no. 2, 2008, pp. 23, 60. 「フレーム 7F (MS7001F)」が完成したのが 1987 年であり (Eric Gebhardt, "The F Technology Experience Story," GE Power Systems, GER-3950C, p. 1), 1990 年にバージニア電力会社のために設置され, 運転を開始した (Sonal Patel, "A Brief History of GE Gas Turbines.")。
- 124) Bergek, Tell, Berggren and Watson, "Technological Capabilities and Late Shakeouts," pp. 21-2.
- 125) Bergek, Tell, Berggren and Watson, "Technological Capabilities and Late Shakeouts," pp. 24-5, 60.
- 126) Bergek, Tell, Berggren and Watson, "Technological Capabilities and Late Shakeouts," pp. 23-5.
- 127) Bergek, Tell, Berggren and Watson, "Technological Capabilities and Late Shakeouts," p. 25-7, 60.
- 128) Bergek, Tell, Berggren and Watson, "Technological Capabilities and Late Shakeouts," pp. 26-30. 第 3 期の開発競争は過熱し, 無理を重ねた発電機メーカーの製品のなかには設置後

- に問題を生じたものもあり、その解決のためのコスト負担が経営を圧迫した。それゆえ WH は 1998 年に発電機部門をシーメンスに売却し、ABB も 2000 年に発電機部門をアルストム (Alstom) に売却した (Bergek, Tell, Berggren and Watson, "Technological Capabilities and Late Shakeouts," pp.29-30)。
- 129) Blair G. Swezey, "The Impact of Competitive Bidding on the Market Prospects for Renewable Electric Technologies," National Renewable Energy Laboratory, Sept.1993, p. 1.
- 130) 拙著『アメリカの電力自由化』77, 95-7 ページ。
- 131) Swezey, "The Impact of Competitive Bidding," p. 4.
- 132) 拙著『アメリカの電力自由化』96 ページ。
- 133) 拙著『アメリカの電力自由化』97 ページ。
- 134) 拙著『アメリカの電力自由化』97-9 ページ。
- 135) Steve Isser, *Electricity Restructuring in the United States: Markets and Policy from 1978 Energy Act to the Present*, Cambridge Univ. Press, 2015, p. 115.
- 136) Hirsh, *Power Loss*, pp. 240-1. ブッシュ政権のエネ政策は一般的に規制緩和が基調であったが、再エネを支援したのは、「市場の失敗」によって増加できないでいると考えたからである。なお、1992 年法では、アラスカ北極野生生物生息地での石油採掘は、環境保護派議員の反対で認められなかった。
- 137) 拙著『アメリカの電力自由化』第 3 章で、詳しく扱っている。
- 138) Isser, *Electricity Restructuring*, pp. 118-9.
- 139) Hirsh, *Power Loss*, p. 244.
- 140) Isser, *Electricity Restructuring*, pp. 119-20. ただし、電力会社もその営業地域以外であれば IPP を所有できるようになった (Hirsh, *Power Loss*, p. 243)。
- 141) Ann Chambers, *Merchant Power: A Basic Guide*, PennWell, 1999, p. 1.
- 142) Hirsh, *Power Loss*, p. 243. この点から、ブッシュがレーガンとは異なったスタンスであったことがわかる。
- 143) Isser, *Electricity Restructuring*, p. 139. 発送電分離式の電力自由化の場合、とくにどのような難しさがあるのかは、注 150 を参照されたい。
- 144) Isser, *Electricity Restructuring*, p. 139.
- 145) Isser, *Electricity Restructuring*, p. 142.
- 146) Isser, *Electricity Restructuring*, p. 133.
- 147) Isser, *Electricity Restructuring*, pp. 142, 225.
- 148) 他方、電力会社の垂直統合を維持しままで送電網を開放し託送を行う場合、電力会社が競争者を不利に扱う可能性が残されるが、電力市場の安定性は維持される可能性がある。
- 149) Isser, *Electricity Restructuring*, pp. 209, 229-32
- 150) 発送電分離式の電力自由化は、電力市場の不安定性などの懸念のほかにも、小売託送を認めるかどうか、電力取引所のルール、競争に負ける電源のコスト回収のための仕組み、再生可能エネルギーを補助する仕組みなど課題は多岐にわたっている (Jeffrey M. Fang, "Electric Industry Restructuring in Five States," National Renewable Energy Laboratory, 1996)。
- 151) Paul L. Joskow, "The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the US," 2003, p. 20.

- 152) Joskow, "The Difficult Transition," table 2.
- 153) Joskow, "The Difficult Transition," p. 20 and table 2.
- 154) Joskow, "The Difficult Transition," p. 20.
- 155) Chambers, *Merchant Power*, p. 1.
- 156) Isser, *Electricity Restructuring*, p. 313.
- 157) Hirsh, *Power Loss*, pp. 107-8, 248.
- 158) Charles E. Bayless, "Less is More: Why Gas Turbines Will Transform Electric Utilities," *Public Utilities Fortnightly*, Dec. 1, 1994, p. 24.
- 159) Thomas R. Casten, "Electricity Generation: Smaller Is Better," *The Electricity Journal*, Dec. 1995, pp. 68, 72.
- 160) Jun Ishii, "Technology Adoption and Regulatory Regimes: Gas Turbine Electricity Generators from 1980 to 2001," The Center for Study of Energy Markets Working Paper, University of California, 2004, p. 21. なお、シーメンス・WHグループと述べたのは、1998年にWHが発電機部門をシーメンスに売却したからである。
- 161) Ishii, "Technology Adoption and Regulatory Regimes," pp. 24-5.
- 162) Ishii, "Technology Adoption and Regulatory Regimes," p. 27.
- 163) Ishii, "Technology Adoption and Regulatory Regimes," pp. 21, 27-8.
- 164) Ishii, "Technology Adoption and Regulatory Regimes," pp. 27-8.
- 165) Isser, *Electricity Restructuring*, p. 170.
- 166) Isser, *Electricity Restructuring*, pp. 170-1; Chambers, *Merchant Power*, pp. 62, 106.
- 167) Chambers, *Merchant Power*, pp. 82-3, 85-6.
- 168) Chambers, *Merchant Power*, pp. 109-10.
- 169) Isser, *Electricity Restructuring*, pp. 168, 171-2.
- 170) 電力自由化された現在でも、送電・配電分野の規制は残っており、十分な予備発電能力を維持するための制度的工夫なども必要である。
- 171) しかも、ガス発電のCO2排出量は、石炭発電のその約50%であり、化石燃料の中で一番少ない。
- 172) 63%の内わけは太陽光46%、風力17%であり、それ以外は天然ガス21%、蓄電池11%、原発5%となっている ("Solar Power will Account for nearly Half of New U.S. Electric Power Generating Capacity," DOE/EIA, Today in Energy, Jan. 10, 2022, website)。
- 173) Solar Energy Industry Association, "Solar Market Insight Report 2022 Q3," (<https://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2022-q3> [2022年8月27日閲覧])。