

各 論

1. 電力分野における新エネルギーの普及見込

(1) 「長期エネルギー需給見通し」等における新エネルギー導入見込み

経済産業省においては、平成 20 年 5 月に「長期エネルギー需給見通し」を策定し、2020 年及び 2030 年のエネルギー需給の見通しを示した。また、我が国が低炭素社会へ移行していくための道筋を示すため、「低炭素社会づくり行動計画」（平成 20 年 7 月閣議決定）が策定された。その中では、発電時に温室効果ガスを排出しない原子力や太陽光発電等の「ゼロ・エミッション電源」の発電電力量に占める比率を 50%以上とすることや、太陽光発電について、2020 年度に現状の約 10 倍、2030 年度に現状の約 40 倍とする目標が示されている。

「ゼロ・エミッション電源」を 50%以上にするとその目標の達成は、太陽光発電などの特定の電源の比率のみの拡大では不可能である。中核を担う原子力や、水力、地熱、太陽光、風力、バイオマスなどの全ての「ゼロ・エミッション電源」をそれぞれ推進していくことが必要である。また、出力安定性や経済性、資源の偏在性、開発までに要する期間などの諸要素に配慮しながら、火力発電によるバックアップまで含めた総合的な観点が必要である。

(2) 太陽光発電の大量導入について

太陽光発電についてより詳細に見てみると、2005 年度の実績で約 140 万 kW の設備が導入されているが、2008 年 7 月に閣議決定された「低炭素社会づくり行動計画」においては、2020 年度にその約 10 倍の約 1400 万 kW、2030 年度にはその約 40 倍の約 5,300 万 kW が目標として掲げられた。

さらに、2009 年 4 月 10 日に政府・与党会議、経済対策閣僚会議合同会議が公表した「経済危機対策」においては、国として 2020 年頃に 20 倍程度の約 2,800 万 kW の導入を目指すとの方針が示された。これは、補助金や税制などの導入支援の拡充、太陽光発電の余剰電力に関する新たな買取制度の創設、各省連携の太陽光アクションプランの策定（教育施設のエコ改修として太陽光発電の導入促進等を掲げる「スクールニューディール」など）等の対策を実施することによるものである。

太陽光発電については、上記のような政策の下で太陽光パネルの需要が拡大すれば、これに伴う量産効果と技術革新により、3～5 年以内に発電コストが現在の kWh 当たり 50 円弱から半分程度の水準に低下することが期待されている。この場合、現在 kWh あたり 20 円前半から 25 円程度である一般家庭向けの電気料金（電灯料金）に発電コストが拮抗することになり、需要家側が経済的なメリットを享受できることも期待される¹。

¹ また、「ソーラー・システム産業戦略研究会報告書」（2009 年 3 月）においては、太陽光発電を 2020 年に約 10 倍まで導入拡大した場合、太陽光発電関連の経済効果は最大で約 10 兆円、雇用規模は最大で約 11 万人と予測しており、太陽光発電の導入拡大による長期的な経済効果も期待されている。

一方、電力供給全体における位置づけを見ると、太陽光発電は発電能力(kW ベース)で見るとそのウエイトは非常に大きなものとなるが、設備利用率が12%程度であるため、発電電力量で比較すれば1,000万kWの太陽光発電設備が一般的な原子力発電所(138万kW程度)1基分にとどまる。その一方で、現在、8月の最大需要時では、我が国全体の電力需要は1億7~8,000万kW程度であるのに対し、ゴールデンウィーク等の需要が低い時期においては、昼間のピークが1億kW程度にとどまる。これに対する供給として、2020年における太陽光発電の1,400万kW~2,800万kWに及ぶ導入量は、その需要の1~2割を占めるものとなる。更に、約5,300万kWの導入量は、需給調整上、電力の安定供給に極めて大きなインパクトをもたらすものとなる。

他方、太陽光発電の出力は日々の天候の変化により大幅に変動する。また、一般家庭に設置される太陽光パネル(一世帯当たり3~4kW)が導入量の大半を占めることとなるが、これらの発電施設を一般の発電所のように系統運用側から制御することは事実上困難と言える。

こうした太陽光発電を有効活用していくためには、後述する系統安定化対策を本格的に講じていくことに加え、太陽光発電設備の稼働に応じた適切な需要創出や蓄電池等による需要家サイドのマネジメントも必要になってくる。

(3) 風力発電について

太陽光発電以外の新エネルギーとしては、風力発電も導入拡大が期待される。長期エネルギー需給見通しの最大導入ケースにおける導入見込み量は2020年度で約490万kW、2030年度で約660万kWとされている。風力発電については、大型化等により発電の効率化が進み、コスト面でもkWh当たり10~12円程度²と新エネルギーの中では競争力のある電源となりつつある。一方、風力発電の導入に当たっては、風況や送電ネットワークとの近接性といった開発条件の優れた地点から順次開発が進められ、導入が進むに従って地点ごとの開発コスト等が上がっていく面がある。こうした性格は、太陽光発電とは異なり、基本的には後述する水力発電や地熱発電と同様である。

なお、長期エネルギー需給見通しで想定されている風力発電の導入量であれば、技術的には現在の送配電ネットワークについて風力発電系統連系対策小委員会で既に整理されている系統連系拡大策に従って着実に進めていくことが適切と考えられる。また、風力発電の導入拡大による系統安定化対策については、太陽光発電の導入に伴って今後検討される系統安定化対策の研究開発状況を踏まえながら、今後検討していく必要がある。

(4) 水力・地熱発電等について

水力・地熱等においても、長期エネルギー需給見通し等において導入見通し等が示されているところ。また、「未来開拓戦略」においても、2020年頃における最終エネ

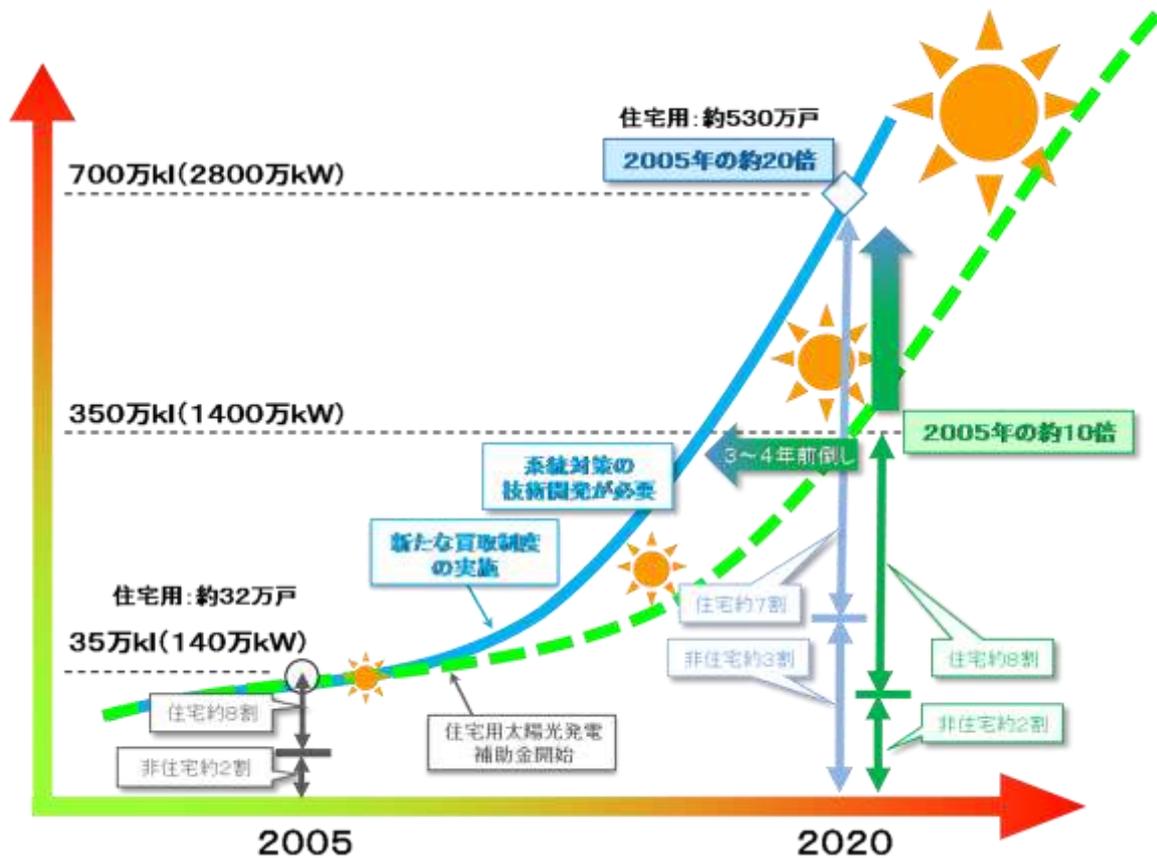
²※RPS相当量+電気の価格(出典:資源エネルギー庁「RPS法下における新エネルギー等電気等に係る取引価格調査結果について」)

ルギー消費に対する再生可能エネルギー（ヒートポンプを含む。）の比率を 20%程度とする目標が掲げられている。

(5) 本研究会における前提

本研究会においては、「長期エネルギー需給見通し」の最大導入ケースにおける太陽光発電の導入量、すなわち、2020 年度には約 1,400 万 kW（2005 年度実績の約 10 倍）、2030 年度には約 5,300 万 kW（2005 年度実績の約 40 倍）が導入されることを前提とした。その他の再生可能エネルギー及び新エネルギー導入見込みは以下のとおり。また、電力需要については、平成 20 年度の一般電気事業者による供給計画を勘案して、これとの継続性も考慮し、長期エネルギー需給見通しにおける努力継続ケースを用いることとした。

太陽光発電の導入シナリオ



長期エネルギー需給見通し上の電力需要

最大導入

	2020年度 (予測)		2030年度 (予測)	
	(億kWh)		(億kWh)	
水力	848	8%	856	10%
一般	781	8%	781	9%
揚水	65	1%	75	1%
火力	4,613	46%	3,366	38%
石炭	2,006	20%	1,481	17%
LNG	2,013	20%	1,463	16%
石油等	560	6%	389	4%
地熱	33	0%	33	0%
原子力	4,374	44%	4,374	49%
新エネルギー	217	2%	312	4%
合計	10,050		8,908	

努力継続

	2020年度 (予測)		2030年度 (予測)	
	(億kWh)		(億kWh)	
水力	866	8%	924	8%
一般	781	7%	781	7%
揚水	85	1%	143	1%
火力	5,609	51%	5,959	52%
石炭	2,395	22%	2,543	22%
LNG	2,497	23%	2,824	24%
石油等	683	6%	558	5%
地熱	33	0%	33	0%
原子力	4,374	40%	4,374	38%
新エネルギー	217	2%	312	3%
合計	11,066		11,569	

現状固定

	2020年度 (予測)		2030年度 (予測)	
	(億kWh)		(億kWh)	
水力	896	7%	942	7%
一般	781	6%	781	5%
揚水	114	1%	161	1%
火力	7,228	57%	8,617	60%
石炭	3,064	24%	3,598	25%
LNG	3,409	27%	4,425	31%
石油等	722	6%	561	4%
地熱	33	0%	33	0%
原子力	4,374	34%	4,374	31%
新エネルギー	217	2%	312	2%
合計	12,715		14,245	

実績

	1990年度		2000年度		2005年度	
	(億kWh)		(億kWh)		(億kWh)	
水力	881	12%	904	10%	813	8%
一般	788	11%	779	8%	714	7%
揚水	93	1%	125	1%	99	1%
火力	4,481	61%	5,249	58%	5,973	61%
石炭	719	10%	1,732	18%	2,528	26%
LNG	1,839	22%	2,479	26%	2,339	24%
石油等	2,108	29%	1,004	11%	1,072	11%
地熱	15	0%	33	0%	32	0%
原子力	2,014	27%	3,219	34%	3,048	31%
新エネルギー			23	0%	56	1%
その他					44	0%
合計	7,376		9,396		9,845	

長期エネルギー需給見通しにおける新エネルギーの最大導入ケース

	単位	2005年度	2020年度	2030年度
		実績	最大導入ケース	最大導入ケース
太陽光発電	万ki	35	350	1300
	万kW	142	1432	5321
風力発電	万ki	44	200	269
	万kW	108	491	661
廃棄物発電+バイオマス発電	万ki	252	393	494
	万kW	223	350	440
バイオマス熱利用	万ki	142	330	423
その他※1	万ki	687	763	716
合計	万ki	1160	2036	3202

※1「その他」には、「太陽熱利用」「廃棄物熱利用」「未利用エネルギー」風況・風力等が占められる。

【長期エネルギー需給見通し「最大導入ケース」における新エネルギーの導入見通し】

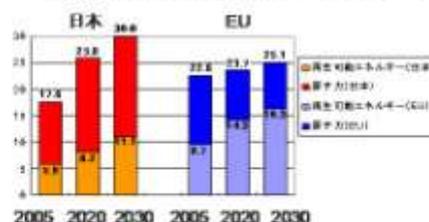
- ・ 2020年に再生可能エネルギーを一次エネルギー供給の8.2%
2030年には、一次エネルギー供給の11.1%
- ・ 太陽電池は、2020年に現状の約10倍(2030年に現状の約40倍)。
2020年までに新築戸建持家(注文住宅、プレハブ注文住宅等)30万戸/年の約7割に搭載。
(2030年までに新築戸建全体50万戸/年の約8割)
2030年には、工場、公共施設等の大型建築物の約8割に導入(累積ベース)。
- ・ 風力発電は、2020年に現状の約5倍(2030年に現状の約6倍)。
2020年、陸上限界の約8割(累積ベース)(2030年、ほぼ陸上限界)。
- ・ 次世代自動車は、2020年には新車販売のうち2台に1台の割合。
2020年、総保有台数に占める次世代自動車は、5台に1台の割合。

長期需給見通し(抜粋)

	2005	2020	2030
再生可能エネルギー 対一次エネルギー供給比	5.9%	8.2%	11.1%
新エネルギー	1,160	2,036	3,202
水力	1,732	1,931	1,931
地熱等	570	631	679

(単位 原油換算万kl)

EUと日本の化石エネルギー導入量の比較



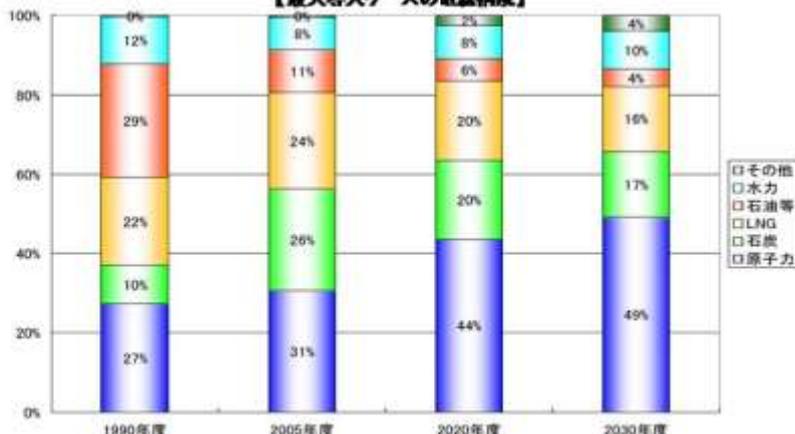
出典: 長期エネルギー需給見通し(総合エネルギー調査会調査部編(平成20年3月))
EUの化石エネルギーバリエーションは3R(DST)からBEAへの見直し(2008、2010)に基づき、
第三次産業調査課資源部資源政策課(総合エネルギー調査部)による推定。

【長期エネルギー需給見通し「最大導入ケース」における原子力エネルギーの導入見通し】

- ・ 一次エネルギー供給に占める原子力比率 2020年度: 18%
2030年度: 19%
(参考) 2005年度: 12% (実績値)
- ・ 発電電力量に占める原子力比率 2020年度: 44%
2030年度: 49%
(参考) 2005年度: 31% (実績値)

出典: 長期エネルギー需給見通し(総合エネルギー調査会調査部編(平成20年3月))

【最大導入ケースの電源構成】



II. 新エネルギーの大量導入時の系統安定化対策とコスト負担の在り方

今後の新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策及びコスト負担の在り方については、電力系統への影響やその影響に対する対策、さらにはそれらの対策を組み合わせた具体的シナリオの策定や考え方の整理に専門的議論が相当程度必要とされた。このため、本研究会の下に「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」を設置し、新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策の時系列シナリオ及びコスト負担の在り方について具体的な検討を行った。本章は本年1月にとりまとめられた新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担小委員会の報告の抜粋であり、より詳細な報告は小委員会の報告書を参照されたい。

なお、当該報告書では、太陽光発電の導入量には、「経済危機対策」（2009年4月10日）において示された2020年頃に約2800万kWを目指すとの方針が考慮されていないほか、家庭用太陽光等からの余剰電力の買取コスト試算には、本年2月に導入が発表された太陽光発電に関する新たな買取制度（余剰電力の買取価格を当初は約2倍とする制度）が考慮されていない点に留意が必要である。また、2009年1月末に中部電力株式会社の浜岡1号機と2号機と廃止となったが、ほぼ同様量の6号機の建設が予定されているため、その影響は軽微なものと考えられる。

(1) 新エネルギー大量導入に伴って必要となる系統安定化対策の時系列シナリオ 時系列シナリオの前提

新エネルギーの導入量は、「長期エネルギー需給見通し」の最大導入ケースにおける太陽光発電の導入量、すなわち、2020年度には約1,400万kW（2005年度実績の約10倍）、2030年度には約5,300万kW（2005年度実績の約40倍）が導入されることを前提とした。また、電力需要については、平成20年度の供給計画を勘案して、これとの継続性も考慮し、長期エネルギー需給見通しにおける努力継続ケースを用いることとした。

新エネルギーの大量導入時の電力系統における課題と対策（オプション）

新エネルギーの大量導入時の電力系統における主な課題としては、以下の3つが挙げられる。

- ・ 配電網の電圧上昇による逆潮流の困難化³
- ・ 周波数調整力が不足する可能性⁴

³ 具体的には、太陽光発電の出力が設置箇所の消費電力を上回り、電力系統側に電力を逆潮流する場合、配電系統の電圧が上昇。連系点における電圧が電気事業法に基づく適正値を逸脱しそうな場合には、電圧を適正に維持するため、太陽光発電の出力を抑制し、逆潮流を抑える必要が生じる。

⁴ 現在の電力系統においては、一般電気事業者が需給運用において適正な調整力（LFC容量）を確保することにより周波数を維持。太陽光発電については天候などの影響により出力が大幅に変動する可能性があることから、太陽光発電の導入量の大幅な拡大に伴い、LFC容量の不足等への対応が課題。

・余剰電力の発生（需給バランス）⁵

一方、上記の課題に対する対策として、配電対策としては「①配電対策は何も講じず、家庭における新規需要の創出⁶」と「②配電システムの強化（変圧器の分割設置等）」が、余剰電力対策としては「③蓄電池（需要家側において逆潮流が発生しない容量の蓄電池）の設置」、「④蓄電池（電力系統側）の設置」及び「⑤揚水発電の活用」が考えられ、その他の対策としては「⑥地域間連系線の活用」が考えられる。それぞれの対策における特長及び課題を整理すると以下のとおりとなる。なお、太陽光発電の出力抑制、単独運転防止対策や不要解列防止対策については、例えば、（財）電気安全環境研究所（JET）の認証化等の具体的な基準作りや実施方法の担保を含め、今後とも検討が必要である。

⁵ 太陽光発電が大量に導入された場合、需要の少ない時期において、ベースの供給力と太陽光発電による発電量の合計が需要を上回る可能性があり、余剰電力が発生することとなる。なお、この課題については、需要の少ない軽負荷期において太陽光発電の出力を抑制することにより、軽減することが可能。

⁶ 電気自動車やヒートポンプ等の新規需要の創出は余剰電力対策にも有効である。

各オプションの特長と課題

	オプション	特長	課題
配電対策	①配電対策は何も講じない十家庭での新規需要創出	<ul style="list-style-type: none"> 配電対策費用は不要。 配電網が弱いことによる出力抑制により系統への流入が抑制(約10%)されるため、必要となる余剰電力対策量が減少する可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光パネルにより発電可能な電気の一部が無駄になる(発電電力量の約10%。2030年度で約52.5億kWh)。 配電系統の強弱により逆潮流量に差が出るため、太陽光パネル設置者間の不公平が生じる。
"	②配電系統の強化(変圧器の分割設置等)	<ul style="list-style-type: none"> 配電対策を需要家側に設置する蓄電池で行うよりも費用が安くなる可能性が高い。 太陽光発電による逆潮流可能量が増加するため、電圧上昇問題による太陽光発電設備の出力抑制が生じにくくなる。 	<ul style="list-style-type: none"> 系統側への不安定な電力の逆潮流が増加するため、系統側でより多くの余剰電力対策が必要となる。
余剰電力対策	③蓄電池(需要家側が逆潮流を生じない分の蓄電池)の設置	<ul style="list-style-type: none"> 余剰電力対策と、配電強化相当の機能を有する。 	<ul style="list-style-type: none"> 本来家庭における蓄電池の必要量は家庭ごとに異なるため、一律に蓄電池の量を決めると非効率。 蓄電池を複数の需要家で共同で利用する場合と比べて非効率。 系統における余剰電力の発生状況にあわせた蓄電池のコントロールができない可能性。 蓄電池の保守・交換の実施等の劣化時の更新等がなされない可能性。 途中から蓄電池の設置を義務化する場合には、既設分との関係が問題となる。
"	④蓄電池(系統側)の設置	<ul style="list-style-type: none"> 需要家側に設置される蓄電池と異なり、系統の需給状況に応じて、電力会社による運用が可能。 太陽光パネルの普及に従って、系統側で蓄電池の設置量を増やすことが可能。 	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池を設置するための十分なスペースの確保が必要(特に都市部)。 系統側で運用するために必要なコントロール設備等の投資が必要。
"	⑤揚水発電の活用	<ul style="list-style-type: none"> 需要家側に設置される蓄電池と異なり、系統の需給状況に応じて、電力会社による運用が可能。 開発可能地点がある場合、現状では土地代や耐用年数を考慮すれば、蓄電池より経済性が高い可能性。(蓄電池の設置コストより経済性が高い地点での揚水発電所の立地が進むものと仮定) 蓄電池等に比べ耐用年数が高い(60年)。 	<ul style="list-style-type: none"> 揚水発電所の立地点の確保が難しく、建設のリードタイムが長い(約15～20年) 動力運転時の動力負荷を調整(負荷調整運転)できるようにするため、可変速度が必要。
その他	⑥地域間連系線の活用	<ul style="list-style-type: none"> 他地域の系統安定化能力を活用。 	<ul style="list-style-type: none"> 地域間連系線活用のための設備投資(連系線・地内系統)には膨大なコストと時間が必要。 融通送電をする相手の需給状況が影響。

時系列シナリオ

以上の新エネルギーの大量導入時の電力系統における課題に対する対策（オプション）の組み合わせにより、時系列シナリオを設定することとしたが、時系列シナリオの設定に際しては、系統安定化対策量を算出する観点から、以下の三つの視点を考慮することとした。

- ・電力需要が少なく、電源構成に占める太陽光発電の割合が高くなり、流量の増加等により流れ込み式水力発電等のベース供給力が拡大する5月に必要な系統安定化対策を考慮
- ・余剰電力を蓄電によってカバーする場合には、不合理に極端に大きな設備容量が必要となる⁷ことから、季節別の需要パターン等を踏まえ、休日が連続し需要が低い年末年始やGW期間においては、太陽光発電の出力抑制が行われるという前提⁸で検討
- ・太陽光発電の大量導入に伴う系統安定化のために必要となる設備投資での対策は、出力変動対策よりも余剰電力対策として導入される揚水発電や蓄電池等が支配的であることから、余剰電力対策に着目して検討

なお、太陽光発電の出力変動に対する負荷追従が可能かどうか、今後、太陽光発電の出力データを蓄積し、検証していくことが必要である。

（参考：下図 2030 年度における断面⁹）

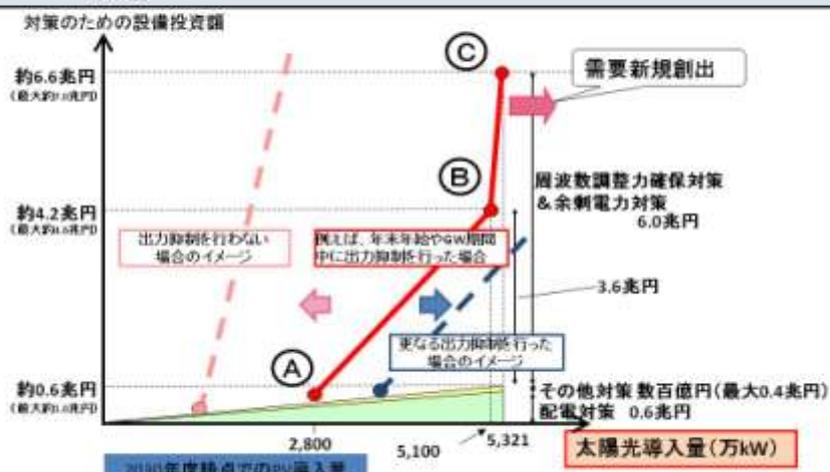
⁷ 出力抑制を行わない場合の系統安定化対策コストについては、出力抑制を行った場合の試算との対比等の一定の仮定の下で約 14 兆円（長期割引率 3 % で 2008 年現在価値に換算。以下、特に断りのない場合は同じ。）と推定

⁸ 蓄電池の価格が十分に低い場合には、需要家側で蓄電池を設置することにより、電力系統への逆潮流を発生させないことも考えられることから、余剰電力の発生（需給バランス）の観点からは出力抑制が必ずしも必要ではなくなるとの意見もあった。

⁹ 2030 年度断面で太陽光発電の導入量が約 5,100 万 kW を超過すると、土日に発生した余剰電力を平日に使い切れず、余剰電力の一部を翌週に持ち越すこととなり、余剰電力対策コストが大幅に増加する。

(参考) 2030年度における断面

- ・ Aまで：余剰電力対策は不要。
- ・ A-B：土日の余剰電力を平日に消費
- ・ B-C：土日の余剰電力を平日に消費できないため余剰電力対策の量が飛躍的に増大。



(*)2030年度断面での導入量に対する対策必要量を示したもので、設備投資の時系列ではないことに留意が必要。
 (**)A点までは余剰電力対策は不要であるが、周波数対策のための出力変動対策は別途必要。

以上の新エネルギーの大量導入時における課題に対する対策（オプション）、及び三つの視点を踏まえ、

〔シナリオⅠ〕 需要家側に蓄電池を設置する場合¹⁰（オプション③）

〔シナリオⅡ〕 配電対策を行いつつ電力系統側に蓄電池を設置する場合（オプション②及び④）

〔シナリオⅢ〕 配電対策を行いつつ電力系統側で揚水発電及び蓄電池を設置する場合¹¹（オプション②、④及び⑤）

を時系列シナリオとして設定した。

なお、日照量の違いによる太陽光発電普及の地域偏在については、一定の前提の下で検討した結果、一定の偏在が生じる可能性はある。しかしながら、2030年度に太陽光発電が大量普及した場合においても、太陽光発電普及の地域偏在は連系線の強化が必要なほどには大きくないものとの結果となった。

¹⁰ 需要家側に設置する蓄電池は、電力系統側で設置が必要と試算された蓄電池容量 2.3 億 kWh の 1.2~1.5 倍の対策量が必要であると仮定した。

¹¹ 2030 年度に必要と試算された余剰電力対策量の 10% が揚水発電によってなされると仮定した。

(2) 新エネルギー大量導入に伴って必要となるコスト及びその負担の在り方

各シナリオにおけるコスト¹²

上述の各シナリオ及び共通的に発生する事項（年末年始とGW期間における太陽光パネルの出力抑制、火力発電による調整運転、蓄電池の充放電ロス・揚水発電のロス及び太陽光出力の把握）に係るコストについて、一定の仮定の下、試算した結果は以下のとおり。

シナリオ	出力抑制 (年末年始 とGW) ^{※1}	配電対策	需要家側 蓄電池	系統側 蓄電池・揚 水発電	火力発電 による調 整運転 ^{※2}	蓄電池の充 放電ロス・揚 水ロス ^{※2}	太陽光出力 の把握 ^{※2}	総額 ^{※3}
I. 需要家側蓄電池	0.04 ～0.14 兆円	— ^{※4}	4.81 ～6.01 兆円	— ^{※4}	～0.23 兆円	0.06～ 兆円	～0.26 兆円	5.39 ～6.70 兆円
II. 配電対策+系 統側蓄電池	0.04 ～0.14 兆円	0.44 兆円	—	3.59 兆円	0.23 兆円	0.06 兆円	～0.26 兆円	4.61 ～4.72 兆円
III. 配電対策+系 統側蓄電池+ 揚水発電	0.04 ～0.14 兆円	0.44 兆円	—	3.60 兆円	0.23 兆円	0.06 兆円	～0.26 兆円	4.62 ～4.73 兆円

（長期割引率3%で2008年現在価値換算した。四捨五入により総額が一致しない場合がある。）

※1 年末年始及びGW期間中における出力抑制による発電電力量の減少分を2%と仮定すると、総抑制量は約50.5億kWh（太陽光発電協会試算）となり、当該抑制量を基に機会損失コストを試算すると約842億円となる。

※2 火力発電による調整運転及び蓄電池の充放電ロス・揚水ロスに係るコストは、2030年度における対策量約70億kWh及び約20億kWh（ともに電事連試算）を基に試算した。また、太陽光出力の把握に係るコストについては、5,300万kW導入時の対策費用4,000億円（電事連試算）を基に試算した。

※3 各シナリオにおいては、出力抑制、需要家側蓄電池など備わって試算している項目もあるが、以後のコスト負担の試算においては各シナリオにおける最大額（6.70兆円、4.72兆円、4.73兆円）を用いる。

※4 シナリオIでは、実際には配電対策、系統側蓄電池・揚水発電が必要となる可能性もある。

なお、追加発生コストではないが、太陽光発電の導入に伴う自家消費の増加により、既存設備に係るkWh当たりの固定費負担額が導入しない場合に比べて相対的に増加する。

コストの全体像

新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策の時系列シナリオの評価に当たっては、追加的に発生する社会的費用という観点から、上記コストをもって比較・評価すれば、その目的を達成できるものである。

他方、一般電気事業者が一次的に負担する追加コストの各種料金による回収の在り方等も含め検討することも目的の一つとしたことから、一般電気事業者の新エネルギー電源からの買取費用等についても試算を行った。

家庭用太陽光発電等からの余剰電力の買取コスト¹³、風力発電に係る余剰電力その買取コスト⁸、一般電気事業者の新エネルギー発電への投資コストを含めたシナリオI、II、IIIそれぞれにおける一般電気事業者が一次的に負担する追加コスト等¹⁴をまとめると以下のとおりとなる。

¹² コスト試算において、各対策（オプション）の耐用年数は、蓄電池10年、柱上変圧器18年、バンク逆潮対策・SVC（Static Var Compensator（半導体素子を用いた制御により、無効電力出力を変化させ電圧を調整））22年、揚水発電60年とした。なお、2030年度以降のリプレースは考慮していない。

¹³ RPS 価値分を分離して推計していない。

¹⁴ シナリオI（需要家側蓄電池）では、家庭用太陽光発電等からの買取量をゼロとしており、風力発電に係る買取コストのみを記載している。また、太陽光発電を大量導入した場合の蓄電池容量を内生化して蓄電池価格を試算した場合には、一般電気事業者が一次的に負担する追加コスト

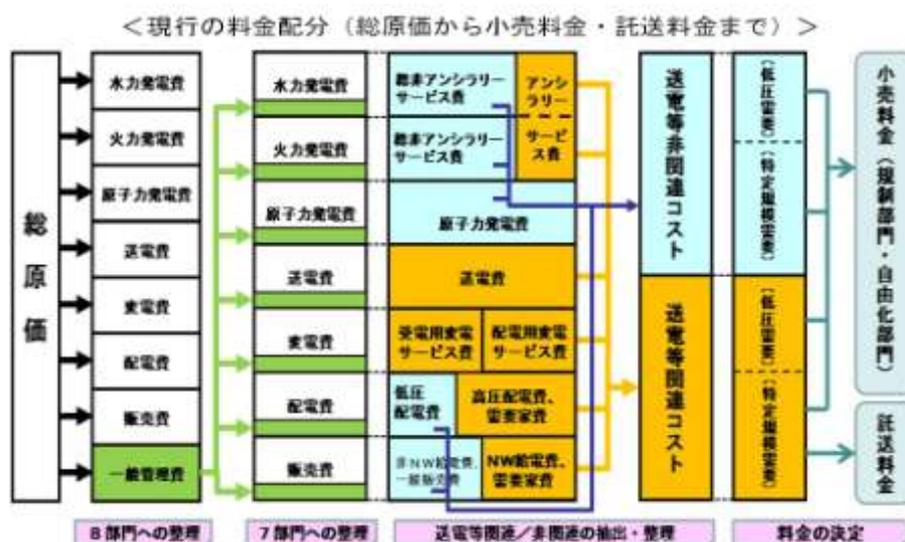
	系統安定化 対策コスト (兆円)	新エネ電源コスト (兆円)		一般電気事業者が 一次的に負担する 追加コスト等(兆円)
		余剰買取 コスト(兆円)	新エネ発電投資 コスト(兆円)	
シナリオⅠ (需要家側蓄電池)	0.55 (6.15)	0.56	0.08	1.19 (6.15)
シナリオⅡ (配電対策+系統側 蓄電池)	4.58 (0.14)	1.07~1.86	0.08	5.72~6.52 (0.14)
シナリオⅢ(配電対 策+揚水発電+系 統側蓄電池)	4.59 (0.14)	1.07~1.86	0.08	5.74~6.53 (0.14)

※ 四捨五入により総額が一致しない場合がある。参考までに()書きで需要家側で負担する系統安定化対策コストを記載した。

太陽光発電の導入に係るコスト負担の考え方と想定負担

新エネルギーの大量導入に伴って発生するコストについて、各々どのような負担とすることが適当か、各種料金による回収の在り方等も含めて検討することも目的の一つとしたことから、現行の算定ルールを出発点に、幾つかの整理の考え方に基づき、料金等による場合の負担水準について試算を行った。

現行の電気料金の算定ルール¹⁵においては、将来の一定期間における費用等として算定される総原価を7部門に配分した後、送電等非関連コストと送電等関連コストに整理する。整理された送電等関連コストと送電等非関連コストについては、それぞれ特定規模需要と低圧需要に配分され、販売電力量等に応じ、最終的に小売料金（規制部門・自由化部門）及び託送料金が算定されることとなる。



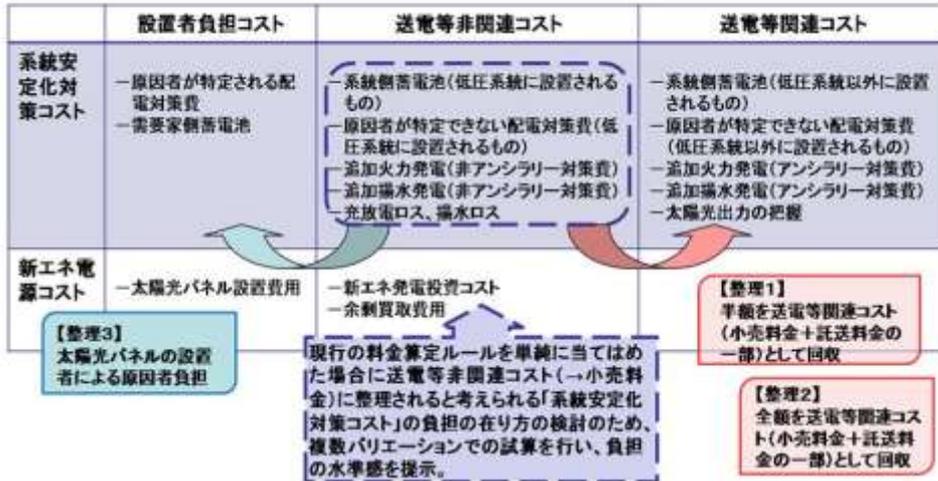
新エネルギーの大量導入に係るコストの料金等による負担については、原因者が特定される場合には原因者の負担となるが、現行の電気料金の算定ルールを単純に当てはめた場合には「系統安定化対策コスト」の一部は「送電等非関連コス

等は、シナリオⅠでは1.19兆円(4.10兆円)、シナリオⅡでは4.72~5.51兆円(0.14兆円)、シナリオⅢでは4.84~5.63兆円(0.14兆円)となる。

¹⁵ 一般電気事業供給約款料金算定規則、一般電気事業託送供給約款料金算定規則がある。

ト」と整理されるところ、当該整理を出発点に、当該コストを「送電等関連コスト」（システム利用者負担として、①半額【整理1】、②全額【整理2】）と整理する考え方、及び、太陽光発電の設置者による原因者負担と整理【整理3】する場合の考え方を想定した。その考え方の概念図を以下に示す。

＜現行制度上の整理及び新たな整理に基づく負担の考え方＞



以上の三つの整理の考え方により、今回の検討において試算した太陽光の大量導入に係るコストのうち、現行の電気料金の算定ルールを単純に当てはめた場合に送電等非関連コストに整理される、系統側蓄電池（低圧系統に設置されるもの）、原因者が特定できない配電対策費（低圧系統に設置されるもの）、追加火力発電及び追加揚水発電（非アンシラリー対策費）及び充放電ロス、揚水ロスについて再整理した上で、シナリオⅠ、Ⅱ、Ⅲそれぞれにおける送電等非関連コスト、送電等関連コスト及び太陽光発電設置者の負担額を整理すると以下のとおりとなる。

<シナリオⅠ、Ⅱ、Ⅲそれぞれにおける送電等非関連、送電等関連及び設置者毎の負担額¹⁶⁾>

〔単位〕円/kWh ()内は円/kWh

	現行制度の整理			整理1 (半額を送電等関連コストで回収)			整理2 (全額を送電等関連コストで回収)			整理3 (設置者負担)		
	送電等 非関連 コスト	送電等 関連 コスト	設置者	送電等 非関連 コスト	送電等 関連 コスト	設置者	送電等 非関連 コスト	送電等 関連 コスト	設置者	送電等 非関連 コスト	送電等 関連 コスト	設置者
シナリオⅠ(需要 家側蓄電池)	0.93	0.26 (0.05)	6.15	0.78	0.40 (0.02)	6.15	0.64	0.55 (0.03)	6.15	0.64	0.26 (0.01)	6.44
シナリオⅡ(配電 対策+系 統側蓄電池)	3.40~4.19 (0.11)	2.33 (0.28~0.29)	0.14	2.27~3.06 (0.16)	3.45 (0.28~0.29)	0.14	1.15~1.94 (0.22)	4.58 (0.28~0.29)	0.14	1.15~1.94 (0.18~0.19)	2.33 (0.11)	2.39
シナリオⅢ(配電 対策+揚 水発電+ 系統側蓄 電池)	3.53~4.32 (0.15)	2.21 (0.28~0.29)	0.14	2.34~3.13 (0.16)	3.40 (0.28~0.29)	0.14	1.15~1.94 (0.22)	4.59 (0.28~0.29)	0.14	1.15~1.94 (0.11~0.19)	2.21 (0.10)	2.52

送電等非関連コストに整理される平均(0.14~1.19円)を送電等関連コストへ

送電等非関連コストに整理される全額(0.29~2.38円)を送電等関連コストへ

設置者へ(0.29~2.38円)

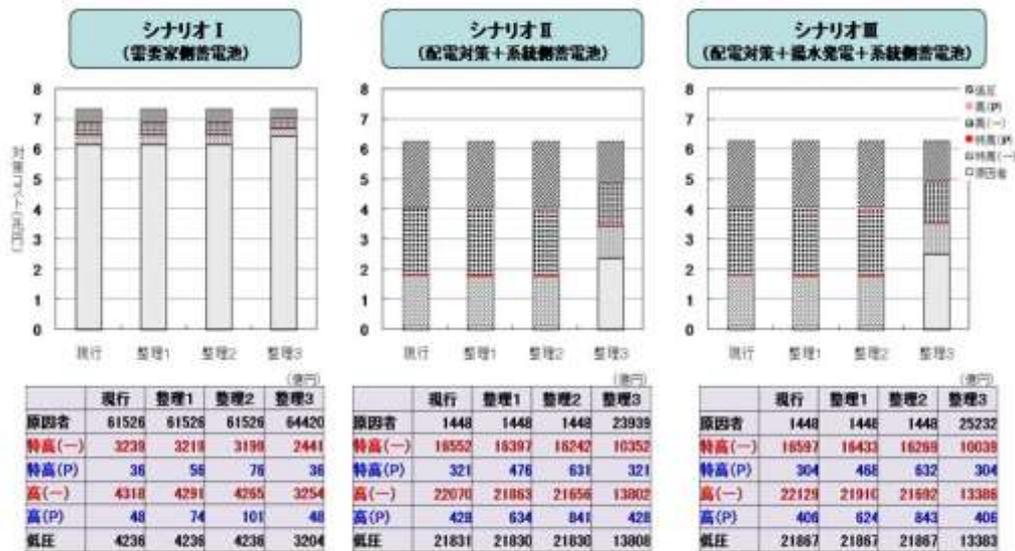
(脚注¹⁶⁾)

¹⁶⁾ ()内の数字は2030年度までの期間における平均負担額として示したものであり、仮に料金負担とした場合、料金単価が大幅に上昇するのは蓄電池が導入される2020年度以降になる。

また、上記整理を基にシナリオⅠ、Ⅱ、Ⅲそれぞれにおける需要種別の負担額を整理すると以下のとおりとなる。

現行料金算定ルールを当てはめた整理から、導入に係るコストのうち送電等非関連コストに整理される半額若しくは全額を系統利用者の負担とした場合、いずれのシナリオにおいても特定規模電気事業者の一次負担やその需要家の最終負担の割合が増加し、一般電気事業者の一次負担やその需要家の最終負担（自由化部門）の割合が減少する¹⁷結果となった。

＜各シナリオにおける需要種別毎の負担額＞



※1 最近の料金決定における移転電力発生額に試算。
 ※2 (-)は一般電気事業者、(P)は特定規模電気事業者。

¹⁷ 送電等関連コストとしては、一般電気事業者も、その小売料金の中で、特定規模電気事業者と同額を負担することとなる。

(3) 検討結果の整理・評価と今後の課題

新エネルギーの大量導入に伴って必要となるコストとして、一定の仮定の下、三つのシナリオを設定し、系統安定化対策コストを試算したところ、配電対策を行いつつ、電力系統側で蓄電池を設置して余剰電力対策を行う場合が、最も経済的なシナリオ（4.61～4.72兆円）となった¹⁸。

他方、今後の蓄電池の価格水準や蓄電池の寿命、実際に必要となる余剰電力対策量等によっては、需要家側蓄電池による対策又は系統側蓄電池及び揚水発電による対策の方が経済的となる可能性も否定できないことから、今後、太陽光発電の普及状況、各地域の状況等も踏まえて、新たな技術・アイデア¹⁹の活用による系統安定化対策コストの更なる低減の可能性も含め、今後も分析・検討を行うことが必要である。

加えて、今回の試算においては、系統安定化対策コスト（余剰電力対策コスト）の大幅な低減が見込まれることから、特定の期間等において太陽光パネルの出力抑制が行われることを前提としている。こうした太陽光パネルへの出力抑制機能の追加についても、今回の検討結果を踏まえ、行政を含めた関係者間で検討を進めることが望ましい。

また、各種料金による回収の在り方等も含め検討し、家庭用太陽光発電からの余剰電力買取コスト、一般電気事業者による新エネルギー発電への投資コストなどについても、一定の仮定の下で試算したところ、余剰電力買取コストについては0.56～1.86兆円、一般電気事業者による新エネルギー発電への投資コストについては0.08兆円となった。

なお、余剰買取コストについては、現時点における買取価格や太陽光発電の発電コスト等を基に試算を行っている。更に、今後、家庭における電気自動車やヒートポンプ等の追加的新規需要の創出により余剰電力量が減少することが想定されるとともに、RPS制度の在り方や新たな買取制度²⁰などの新エネルギー導入支援等によっても影響を受けることに留意する必要がある。

以上の検討結果については、一定の仮定の下で試算したものであり、太陽光発電の普及状況や蓄電池の価格変動、電力需要・需要パターンと電源構成、今後の知見の蓄積、各種制度の変更などによっても大きく変わり得るものであることか

¹⁸ 長期エネルギー需給見通しの最大導入ケースの電力需要を前提とした場合、系統安定化対策費用はさらに増加する。

¹⁹ スマートメーターの活用が有効との意見があった。

²⁰ 各電力会社における自主的な取組として行われてきた余剰電力購入メニューでは、1kWにあたり24円程度で買取価格で余剰電力の買取を行っていた。現在、検討中の「太陽光発電の新たな買取制度」においては、この買取価格を発電コストを勘案した価格で買取を行うこととしており、その場合、上記の余剰電力買取コストの試算は、増加することとなる。

ら、これらの点について今後とも注視することが必要である。

導入に係るコストの料金等による負担については、原因者が特定される場合には原因者の負担となるが、現行の料金算定ルールを単純に当てはめた場合には「送電等非関連コスト」(小売料金に整理されるコスト)に整理されると考えられる「系統安定化対策コスト」について、負担の水準感を示すべく、その半額又は全額を「送電等関連コスト」(系統利用者負担となるコスト)とする考え方、及び、全額を太陽光発電の設置者による原因者負担とする考え方を採った場合の需要種別毎のコスト負担額を試算した。

試算の結果、系統利用者負担分として整理する場合には、PPS の一次負担やその需要家の最終負担が増えること、原因者負担分として整理する場合には、太陽光発電設置者の費用負担が増えることにより、普及が遅延・抑制される可能性があること等が明らかになった。

これらの考え方には、充放電・揚水ロス等の電源に係る費用まで系統利用者が負担することや主に家庭用太陽光発電の導入に伴う対策費用が自由化部門を含む全需要家の負担となることの是非、原因者を厳密に特定することの可否等の課題が存するところ、太陽光発電の大量導入による低炭素社会の実現に向け、こうした料金負担論のみならず、エネルギー間の競争環境に与える影響、公的支援の在り方・多寡も含め、今後あるべき負担論について検討を深めていくことが必要である。

以上の分析については、可能な限り最新の知見を取り入れた検討を行うよう努めたが、一定の仮定を置いたところも多く、今後の技術開発や実用化、知見の蓄積、各種制度の変更、太陽光パネルの普及状況、今後の電力需要などによっては、比較優位となる対策やそのコスト等が大きく変わり得るものである点については十分に留意が必要である。

III. 原子力発電について

1. 原子力発電の特性

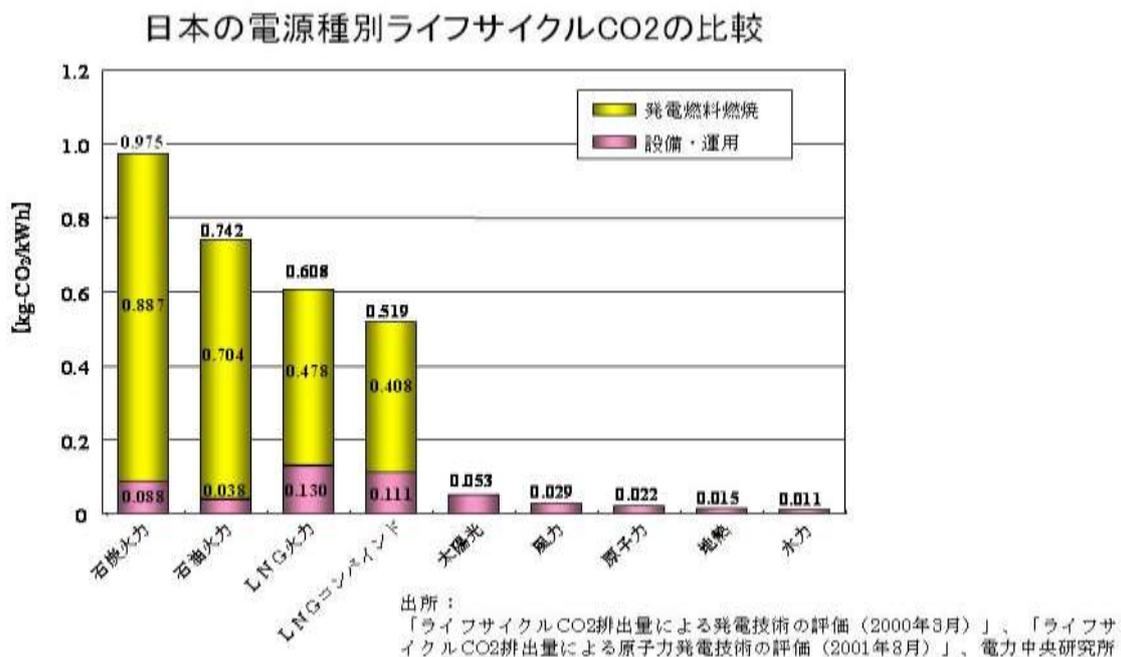
原子力発電は、発電過程で CO₂ を排出しない電源であり、我が国の地球温暖化対策の切り札として、今後とも大きな役割を果たすことが期待される。

例えば、原子力発電所 2 基によって我が国の代表的な石油火力発電所と置き換えると、京都議定書の基準年である 1990 年の我が国の CO₂ 排出量である 12 億 3,700 万トンの実に 1% に相当する年間約 1,400 万トンもの CO₂ の削減が可能となる²¹。

また、138 万 kW の原子力発電所 1 基による年間発電量は、1,000 万 kW の太陽光発電に相当するほど大きい。

設置コストについても、大まかな前提をおいて現状の太陽光パネルの価格をベースに試算すると、100 万 kW 級の原子力 1 基は約 2,800 億円であるが、同じ電力量を太陽光発電で実現するには、山手線の内側と同じだけの敷地面積と、約 40 兆円²²のコストがかかる。

これを風力発電で実現するには、山手線の内側 3.4 倍の敷地面積と、約 8,700 億円のコストとなる。原子力発電は、地球温暖化対策として極めて強力で不可欠な電源であるといえる。このため、現状では、太陽光発電や風力発電の導入は電力コストの増加要因となることに留意が必要がある。

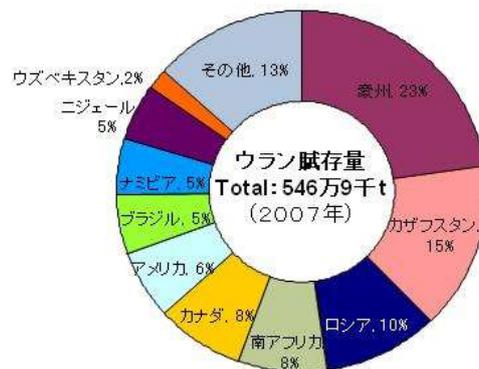
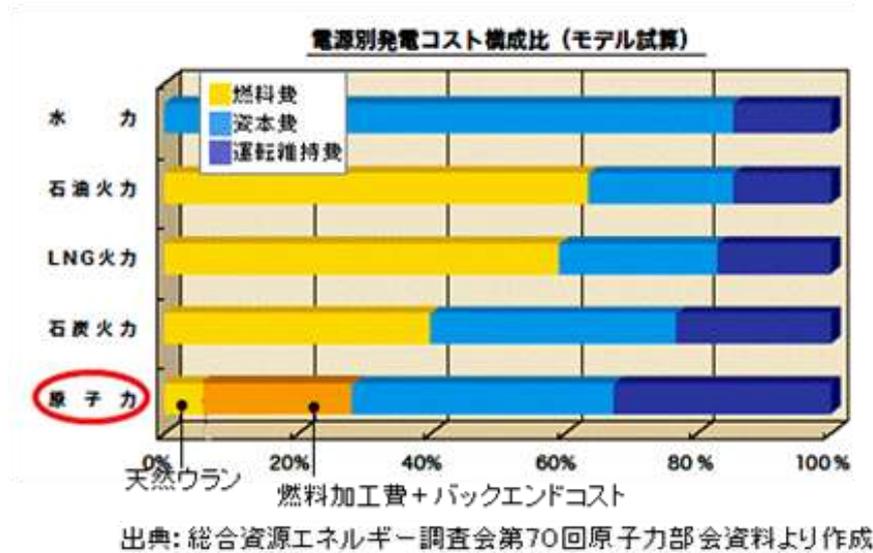


²¹ 長期エネルギー需給見通し（2008年5月）では、原子力の設備利用率を約80%程度と想定して2020年度、2030年度の発電電力量4,374億kWhが試算されているが、設備利用率が約60%の場合には、発電電力量は約3,232億kWhとなり、この減電分を再生可能エネルギーで賄うことは極めて難しい。

²² 原子力利用率を80%、太陽光発電の稼働率を12%として太陽光発電の単価を60万円/kWhとして試算。今後、単価は下がる見通しとなっている。

また、原子力は供給安定性・経済性にも優れた特性を持っている。原子力は、発電コストに占める燃料（ウラン）費の割合が相対的に低い。電気事業連合会の試算によれば、火力発電では発電コストの内、燃料費が50～60%を占めるが、原子力は3%程度と極めて低く、火力発電所と比較して、急激な燃料価格の変動に対する影響を受けにくい。また、ウランは石油と比較して特定地域への偏在が少ない。こうした理由から、我が国は原子力発電を基幹電源として位置づけている。

これらのことから、原子力は、発電時にCO₂を排出しない電気を安定的に安価で供給するものであり、地球環境問題と経済成長の両立と、エネルギーセキュリティへの対応を実現する、エネルギー政策の「かなめ」と言える。



(出典) OECD/NEA&IAEA, Uranium 2007

2. 原子力発電比率に関する政策目標

2005年10月に閣議決定された「原子力政策大綱」においては、①2030年以後も総発電電力量の30～40%程度以上を担うことが目標として掲げられている。

また、2008年7月に閣議決定された「低炭素社会づくり行動計画」においては、2020年を目処に発電電力量に占める「ゼロ・エミッション電源」の割合を50%以上とする目標が掲げられ、原子力発電はその中核として位置付けられている。

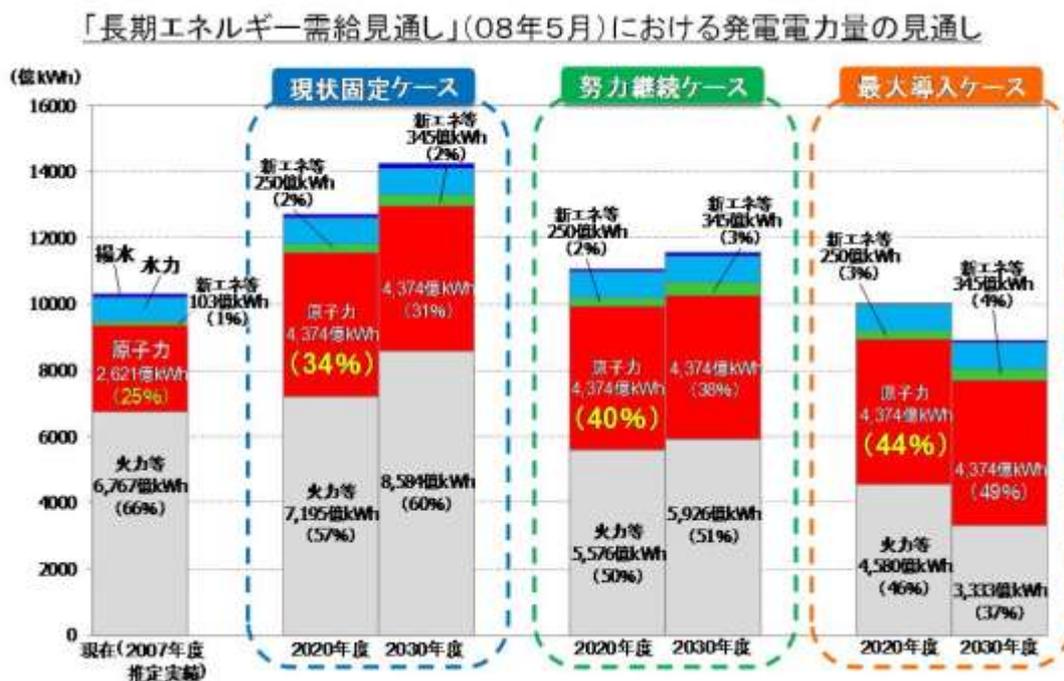
3. ゼロ・エミッション電源 50%達成に向けた原子力の役割

将来の原子力発電の比率は、原子力発電電力量のみならず電力需要によっても左右される。2008年5月に総合資源エネルギー調査会需給部会において策定された「長期エネルギー需給見通し」では、省エネルギーの進展度合い²³の違いにより、「現状固定ケース」、「努力継続ケース」、「最大導入ケース」の3つのケースが設定された。原子力発電については、全てのケースにおいて、約9基が新設され、設備利用率が約80%であると仮定している。

各ケースの見通しとして、「現状固定ケース」では、2020年に原子力発電比率は34%となり、新エネルギーや水力発電を加えた、「ゼロ・エミッション電源」の割合は、43%にとどまる。

「努力継続ケース」では、「現状固定ケース」よりも省エネルギーが進展し、需要の減少が見込まれているため、原子力発電が占める比率が40%と相対的に向上し、「ゼロ・エミッション電源」の割合が50%に近づく見通しである。

さらに、省エネ性能の格段の向上が見込まれる機器・設備への更新を法的に強制する一歩手前のギリギリの施策を講じることを想定した「最大導入ケース」では、原子力発電比率は44%となり、「ゼロ・エミッション電源」の割合は、54%にまで向上する見込みである。



将来の発電電力量は、景気動向、ライフスタイルの変化など様々な要因によっ

23

・2009年1月末に中部電力の浜岡1号機、2号機が廃止となり、新たに6号機の建設が予定されている。
 ・原子力利用率については、諸外国では90%を超えるところもあり、その場合には我が国の「ゼロ・エミッション電源」の比率は大きく向上する。

て変動する。平成 21 年度の「電力供給計画」によると、今後の需要電力量は、人口減少や省エネルギーの進展等はあるものの、緩やかな経済成長の中で、高齢化や情報化に伴う電化が進むこと等を勘案して、0.9%程度の緩やかな伸びを想定している。

この想定と同じように、電力需要が微増する場合を想定している長期エネルギー需給見通しの「努力継続ケース」では、2020 年の発電電力量は 11,066 億 kWh と想定されている。うち、水力発電量は 866 億 kWh、新エネ等の発電量は 250 億 kWh となっており、ゼロ・エミッション電源 50%の目標を達成するために必要な原子力発電による発電電力量は 4,417 億 kWh となる。

これは、設備利用率を 80%程度まで引き上げ、9 基の新設ができれば何とか達成するが、設備利用率が 70%程度に止まる場合は、18 基程度の新設が必要となってくる水準である。

仮に、設備利用率が 70%で、新設が現在建設中の 3 基に止まる場合、ゼロ・エミッション電源は 39.3%となる見込みである。

こうしたことから、「2020 年ゼロ・エミッション電源」50%の達成を確実なものとするためには、原子力発電所の設備利用率の向上と新增設の着実な実現を同時に目指していくことが必要である。

4. 電力安定供給との関係

電気事業法の下で、電気事業者は、電力を長期にわたり安定的に供給する役割を担っている。中長期的な電力需要の見通しは、原子力発電の投資計画を大きく左右しうるものであり、原子力政策に与える影響には十分な注意が必要である。

大幅な省エネルギーの進展を前提にした低い電力需要に基づいた供給計画では、将来的には安定供給に支障を来す可能性も十分にある。特に、原子力発電は、計画から運転開始までのリードタイムが極めて長い。近年では、東京電力（株）の柏崎刈羽原子力発電所が、立地県が原子力発電所立地調査費の予算化決定から 1 号機の運転開始まで 18 年、電源開発（株）大間原子力発電所では 35 年程度かかる見込みから分かります。短期間で新規建設により設備容量を増やすことは出来ない。

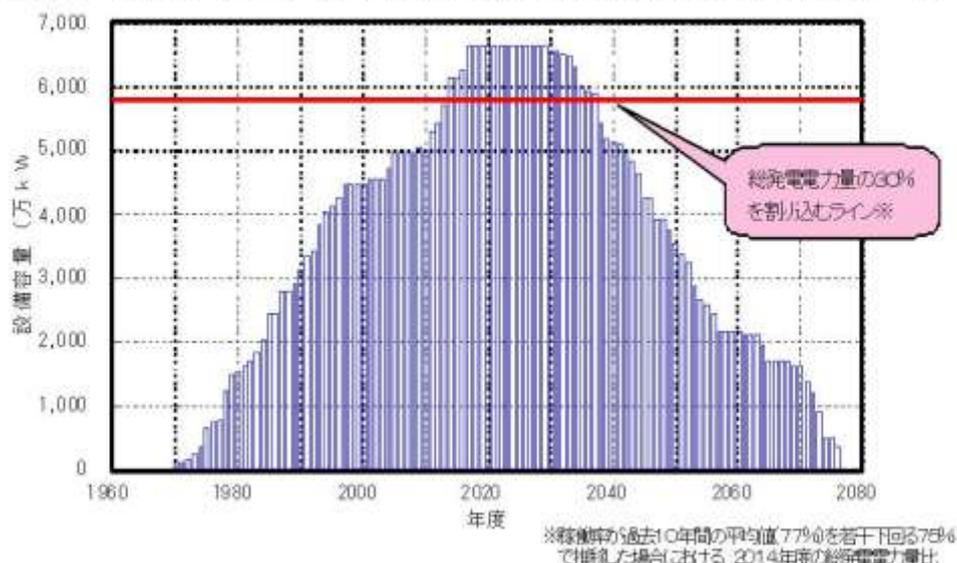
「最大導入ケース」のように将来の電力需要が落ち込んだ場合をベンチマークとして建設計画を立てた場合、その後、電力需要がそれほどまでに減少しなかった場合には、供給力が不足することは明らかである。他方、電力需要の伸びが想定を大きく下回る場合には、余剰設備となるリスクもある。こうしたジレンマを乗り越え、電気事業者が着実な新增設を進めるための環境整備が政策的にも重要となってくる。

5. リプレースの円滑化

今後、原子力発電所の高経年化が進んでいく中で、リプレースが円滑に進んでいくことが極めて重要である。供給計画どおりに新增設が進んだ場合でも、2030 年前後から始まると見込まれる本格的なリプレースが円滑に行われなかった場合には、急激に原子力発電比率は落ち込むことも想定される。2009 年 1 月末には、長期定検中であつた中部電力の浜岡 1 号機、2 号機が経済性の観点から廃止となり、代

わりに2基と同等の出力を有する6号機の新設が計画されることとなった。こうした事例は、原子力発電所が高経年化していく中で、電気事業者の判断等によって、今後とも生じていくことが想定される。仮に原子力発電所が一律60年間運転された後停止されるものと仮定して計算を行うと、2038年度には総発電電力量の30%を割り込む可能性もある。他方、リプレースが行われる場合であっても、既設炉の廃止措置の開始と新設炉の運転開始の間でタイムラグが生じる場合には、原子力の発電電力量の一時的な低下を生じる可能性がある。したがって、2030年前後からと予想される本格的なリプレースについても、これを着実に進めていくための環境整備が必要である。

今後リプレースが行われていかない場合における原子力発電設備の推移(60年運転ケース)

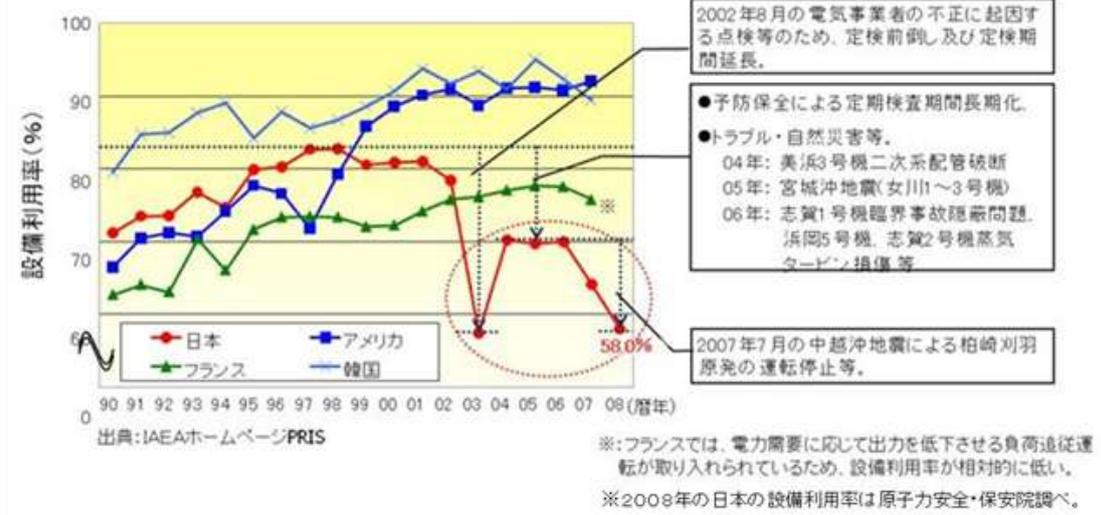


出典:総合資源エネルギー調査会電気事業分科会原子力部会報告書「原子力立国計画」

6. 原子力発電の設備利用率の状況

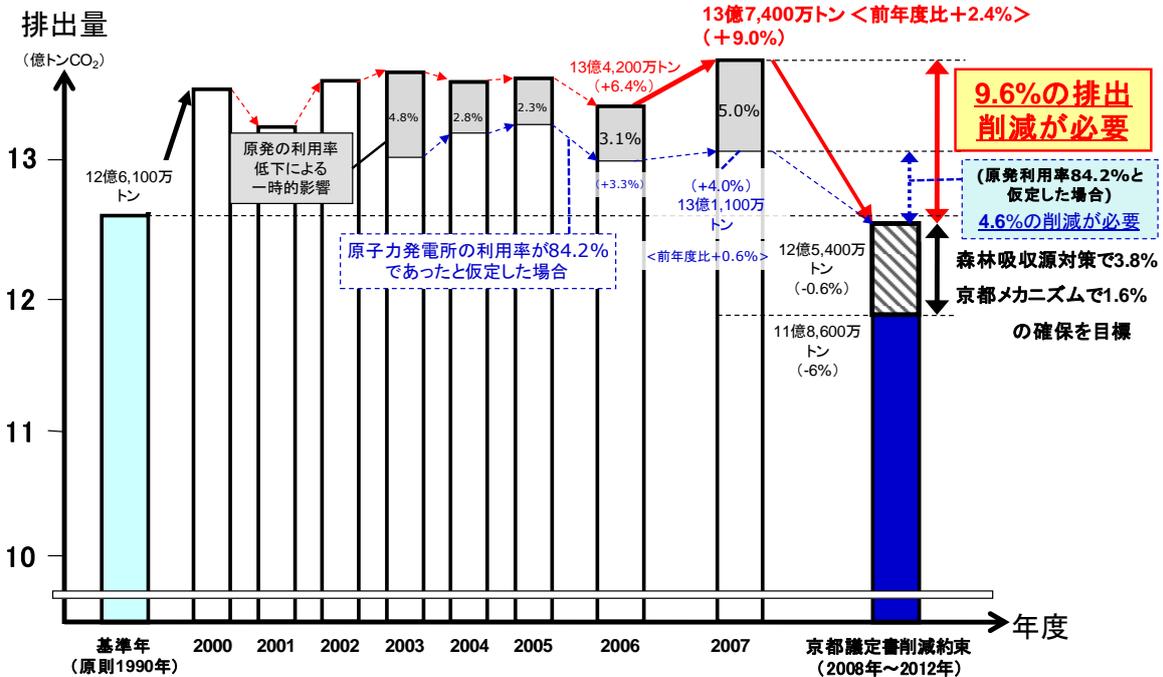
我が国の原子力発電所の設備利用率は、電気事業者の不正等により、2002年以降、定期点検の前倒し及び定期点検期間延長を行ったことから、2003年に前年度までの約80%程度から一気に低下。その後、70%台まで回復したが、中越沖地震による柏崎刈羽原子力発電所の運転停止等によって、2008年の設備利用率は58%にまで低下している。

設備利用率の各国比較



こうしたこともあり、京都議定書で我が国が削減を約束した「2008年から2012年の約束期間に温室効果ガスを基準年である1990年比で6%削減する」という目標達成に向け、更なる削減が求められている。2007年度における我が国の温室効果ガス排出量は、基準年比9.0%上回っており、京都議定書の6%削減約束の達成には、9.6%の排出削減が必要となっている。

仮に原子力発電所の設備利用率を直近の最高値であった84.2%（1998年度）とした場合、設備利用率の低下による我が国の温室効果ガス排出量は5%分の増加であることから、残りの排出削減必要量は4.6%となる。



出典: 2009年4月30日環境省報道発表資料

欧米や韓国等の原子力発電の主要利用国の多くは、近年、設備利用率が向上している。特に米国では、原子力産業界と国が一体となって、安全性を確保・向上させながら、設備利用率の向上を同時に達成し、90%台に乗せることに成功した。

米国の設備利用率が飛躍的に向上した背景としては、主として次のような理由が挙げられる。

- ① 業界が発電所業務の標準化を支援し、発電所の保安活動を厳格に評価。良好事例の普及等によって事業者全体の安全レベルが向上したこと。
- ② 国が、科学的合理的な安全規制を徹底したこと。
- ③ 運転保守の向上や具体的規格の整備は民間の自主性に委ねられたこと。
- ④ 状態監視保全やリスク情報を活用した運転中保守(オンラインメンテナンス)の対象範囲を拡大した結果、原子力発電所の安全性・信頼性を向上させながら、連続運転期間を柔軟化できたこと。

こうした例も参考としつつ、我が国としても、安全の確保を大前提に設備利用率向上を目指し、電気事業者の取組を促進する環境整備をしていく必要がある。

7. 原子力発電の導入拡大に向けた課題と対応策

原子力発電は発電時に CO₂ を排出しないゼロ・エミッション電源として、中長期的にも更なる役割を担っていくことに疑う余地は無い。原子力発電の推進に向けては様々な課題と取組があるが、「2020年ゼロ・エミッション電源 50%」の達成に向けては、特に以下のような取組を進めていくことが重要である。

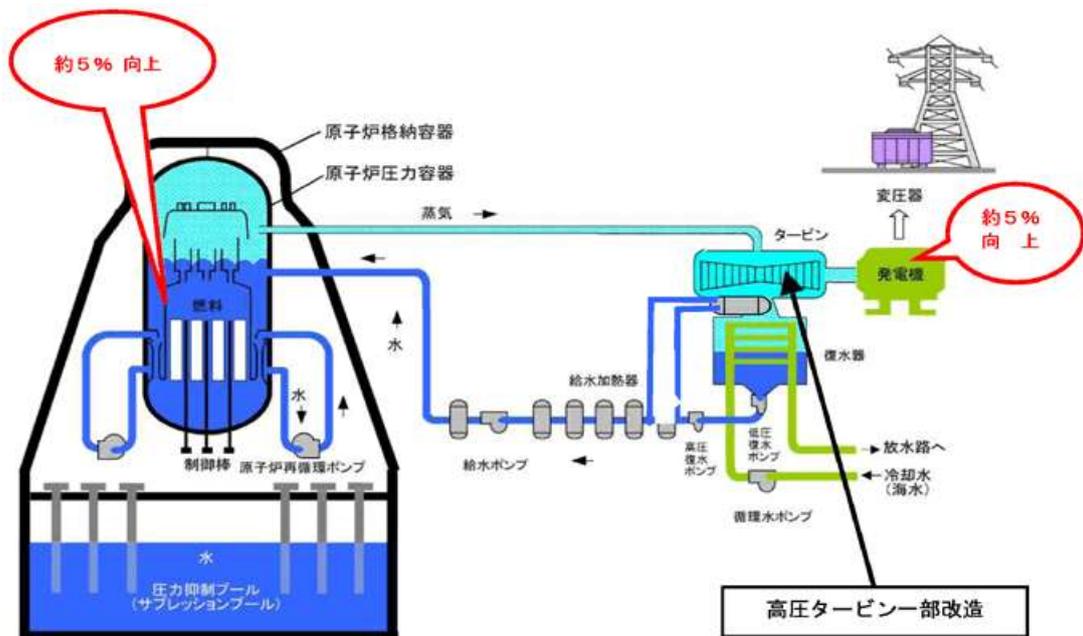
◆ 出力向上の推進

中長期的な電力需要動向に不確実性がある中で、ゼロ・エミッション電源による安定供給を確保しつつ、新增設・リプレースに向けた事業者の投資計画に柔軟性を持たせるためには、出力向上の取組も有効な選択肢の一つである。

例えば、米国では、既設の原子力発電における電気出力の向上が積極的に実施されている。1970年代以降、既設の原子力発電プラントにおいて延べ約120件以上の実績があり、1990年代に入ってから積極的に行われている。

これまでに、110万kW級の原子力発電所約5基分に相当する約5,600MWeの出力向上が行われており、今後も1,700MWe以上が見込まれている。出力向上にはいくつかの方法があるが、いずれも技術的には既に確立されており、豊富な運転実績もある。既設の原子力発電所を有効活用する観点から、米国での先行事例や最新知見を反映しつつ、安全確保を大前提に、科学的合理的な安全規制の下で着実な取組を進めることが必要である。

我が国では日本原子力発電(株)が、東海第二発電所(電気出力110万kW)を対象に原子炉熱出力(電気出力)の約5%向上を目指した具体的な計画を検討している。原子力安全・保安院はこれを受けて、原子炉熱出力向上による原子炉の安全性、設備の健全性、保守・運転管理への影響などを検討評価しているところである。



出典:平成 20 年 12 月 1 日 日本原子力発電株式会社報道発表資料

◆ 運転中保守（オンラインメンテナンス）の導入

炉出力運転中に待機系機器の予防保全（オーバーホールなど）を実施するものであり、米国で設備利用率が向上した主要要因の一つである。

通常、定期点検中に実施する保守管理を運転中に実施することにより、運転時と炉停止時との作業の平準化が図れ、作業品質の向上が期待でき、その結果として設備利用率の向上も期待できる。

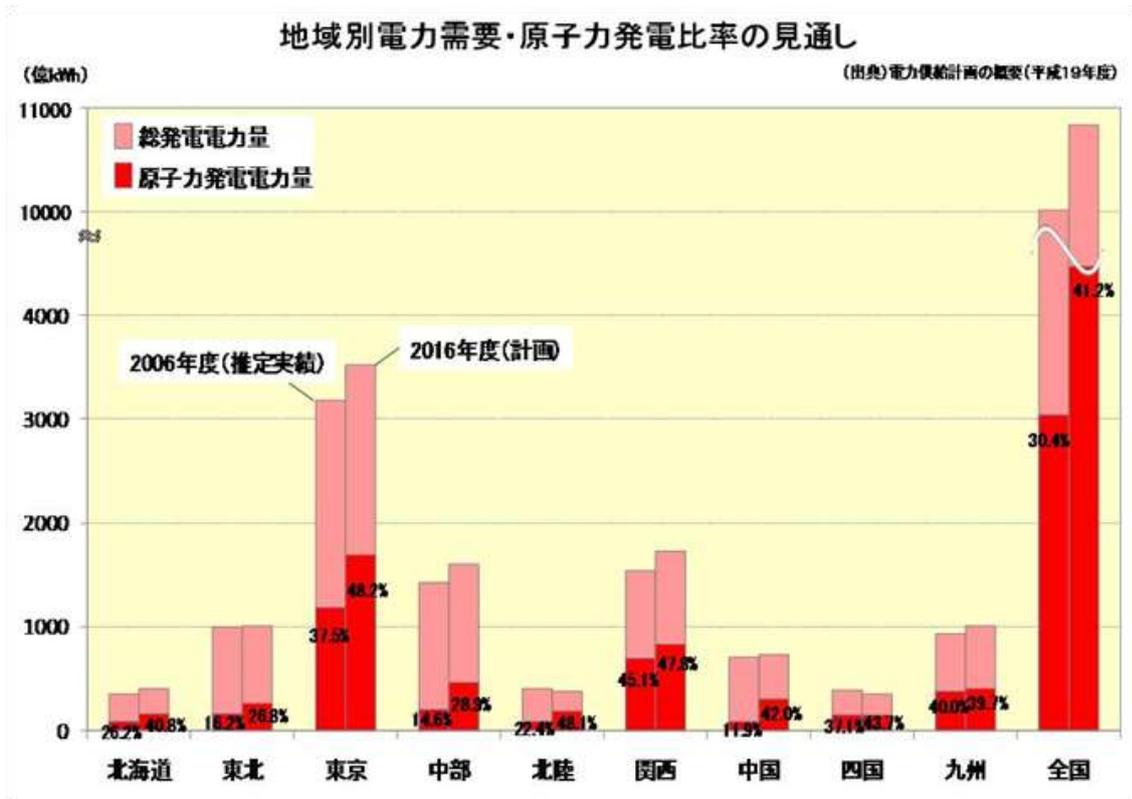
◆ 負荷平準化

年末年始や春・秋、夜間等の軽負荷時に電力需要の創出（ボトムアップ）やピークシフト等の負荷平準化によってベース電源である原子力発電の導入余地を高めることができる。

従来からの取組に加え、引き続き、ヒートポンプ技術やプラグインハイブリッド等を含む電気自動車の一層の導入を含めた負荷平準化対策を推進することによって、低炭素電源である原子力発電の導入拡大余地を高めるとともに、原子力発電を着実に推進していくことが必要である。

◆ 広域的運営

将来の電力需要の伸びや更なる原子力開発の可能性は、地域毎に大きく異なるため、広域的運営は原子力開発の促進に向けた有効な手段となりうる。



◆ 原子力発電比率の高まりに対応した運転

今後、原子力の新增設や省エネルギー等が進展すれば、電源構成に占める原子力発電の比率が現状に比して相対的に高まり、火力発電の出力調整や「下げ代」が減少するため、電力需要に対する原子力発電の柔軟性を確保することが必要である。一時的に定格出力以下での運転を行った場合には設備利用率が下がるものの、原子力発電の比率が向上し電源構成の低炭素化につながる。一時的に定格出力以下での運転を行うことにより原子力発電比率を高めつつ、CO₂排出量が多い火力発電比率を減らしていくオプションを含め、その在り方を今後議論していく必要がある。

8. 核燃料サイクルの推進

前述のとおり、エネルギーの安定供給と地球温暖化問題を同時に解決するために、原子力発電は欠かすことができないものである。

プルサーマルを含めた核燃料サイクルが確立すれば、回収されるプルトニウム、ウラン等の有効活用により、原子力発電の優位性を一層向上することができる。このため、わが国のエネルギー政策として、核燃料サイクルの確立を国の基本方針としている。

核燃料サイクルの確立に向けて、六ヶ所再処理工場の操業に向けた取組、高レベル放射性廃棄物処分事業、高速増殖炉の早期実用化に向けた取組、プルサーマルの着実な実施等を着実に進めていく。

9. 信頼向上、国民との相互理解

原子力政策を推進していく上では、国民の原子力に対する信頼向上や国や事業

者を始めとする原子力関係者と立地地域を含む国民との相互理解が何よりも重要な基盤である。

引き続き、国は立地地域の方々をはじめ、国民と直に対話する等による「国の顔が見える」広聴・広報活動、立地地域向け・全国向け等受け手に応じたきめ細かい対応を展開していく。次世代層への原子力を含めたエネルギー教育の充実等を図っていく。

IV. 水力・地熱発電について

1. 水力発電について

水力発電について、経済産業省では「水力発電に関する研究会」を設置し、2008年7月に中間報告をまとめ、電力供給における水力発電の位置づけや現状と課題、水力開発のポテンシャル、エネルギー供給、水利用及び地域共生の方向性について整理を行った。

(1) 水力発電の役割

水力発電は、水が落下するときのエネルギーを用いて発電する方式であり、その発電過程において水自体を消費することはない、また、CO₂も排出しない極めてクリーンなエネルギーである。また、太陽光発電や風力発電などと同様に再生可能エネルギーであり、日本のエネルギー自給率約4%（原子力を除く）のうち約35%を担う「純国産」の「再生可能エネルギー」として、我が国のCO₂排出量の削減にも貢献している。

また、長い歴史を持つ水力発電は、運転開始から100年を超えるものもあり、初期投資負担は、建設費等の資本費が発電原価の約8割と大きい、初期投資負担に比べ変動費のウェイトは低いことから、長期安定的に運転を行うことにより、経済性を発揮し、電気料金の安定化にも貢献している。

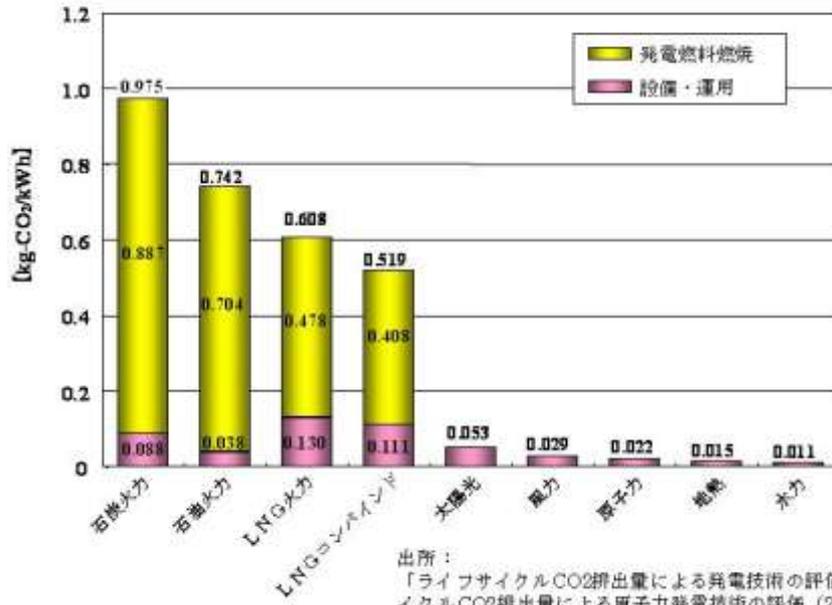
さらに、水力発電のうち、調整池式、貯水池式、揚水式の水力発電所は、非常に短時間で発電開始が可能であり、出力の変化速度も速いため、需要の変化に素早く対応し、電力品質の安定化にも貢献しているなど電力の安定供給面でも重要な役割を果たしている。これらの水力発電所は、技術的に出力調整やLFC調整、ガバナフリー運転の機能具備が可能であり、水系の運用制約に留意しつつ、太陽光発電等が大量導入された場合の周波数調整力としての役割も期待される。

また、一般的に揚水式発電所は、電力需要の小さい時（夜間）の電気を利用して、下部調整池から上部調整池に揚水し、電力需要の大きい時（昼間）に発電するものであり、上部調整池に自流入のない純揚水と、流入がある混合揚水がある。揚水発電所は、上池と下池を持つなどの特殊性から開発ポテンシャルが限定されているが、電力を位置エネルギーとして蓄えることが可能であり、太陽光発電からの余剰電力を「蓄電」という役割も期待される。

可変速揚水は、揚水運転時においてもガバナフリー運転やLFC調整能力、負荷調整能力を持つことから、水系の運用制約に留意しながら、太陽光発電等の大量導入時には、揚水時を含め周波数調整力として従来の火力発電や今後導入が想定される蓄電池と並んで周波数調整力としての重要な役割が期待される。

このように水力発電は、低炭素社会を実現する上で必要不可欠な電源であり、我が国にある水力発電のポテンシャルを最大限に活用していくことが低炭素電力供給システムの構築を目指す上で重要である。

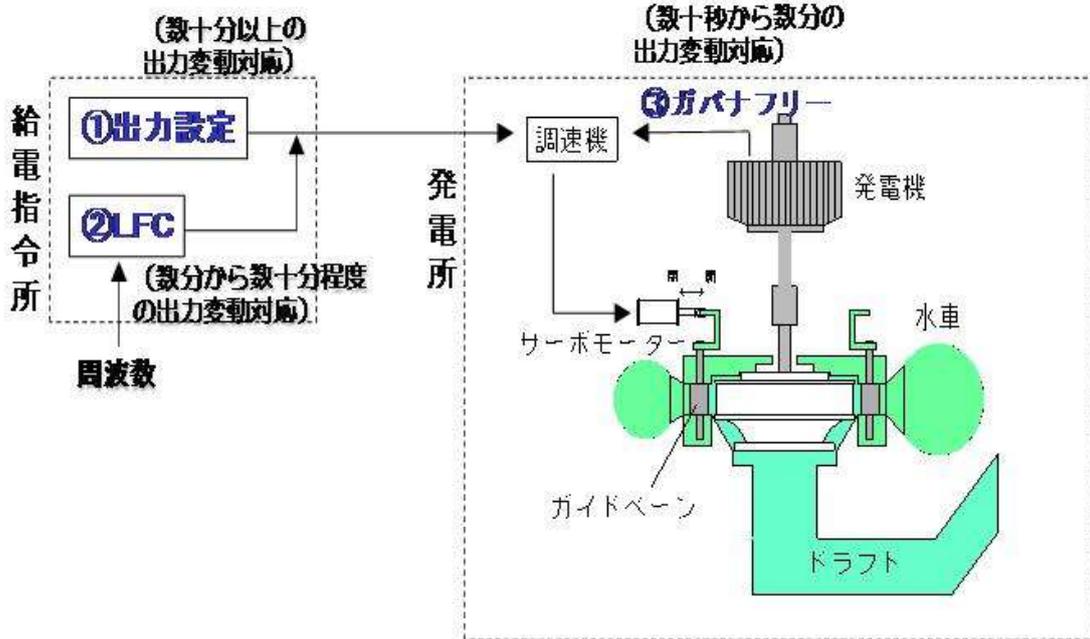
日本の電源種別ライフサイクルCO2の比較<再掲>



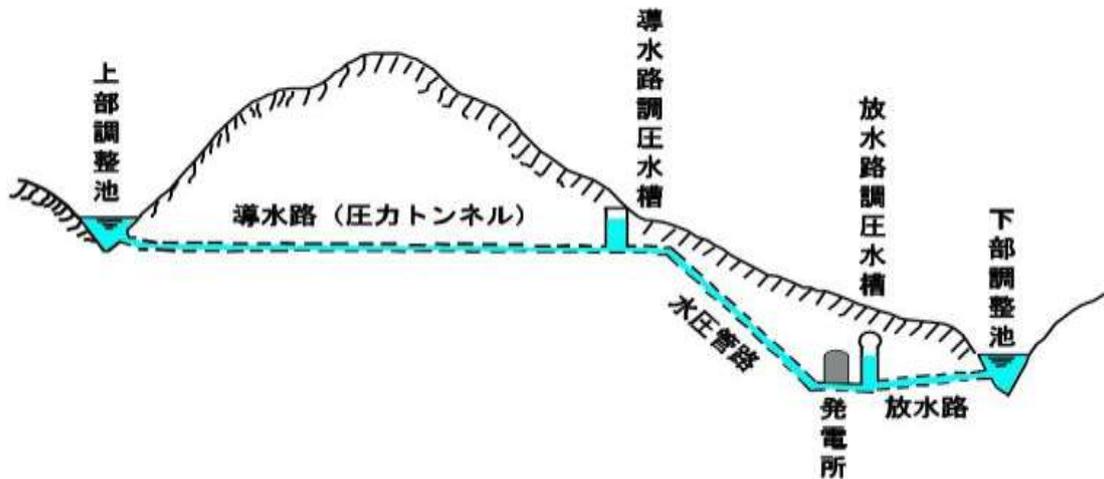
【水力発電所の方式の種類と調整能力】

	流込式	調整池式	貯水池式	揚水式		
概要	河川の自然流量をそのまま利用する発電方式	1日～1週間程度の負荷の変動に対応できる調整池を有し、ピーク時に発電する方式	季節的な河川の流量変化を大貯水池で調整し発電する方式	上部池と下部池を有し、夜間若しくは休日などのオフピーク時に揚水し、ピーク時に発電する方式		
				発電運転	揚水運転	
					可変速機	定速機
ガバナフリー運転	×	△	○	○	○	×
LFC調整能力	×	△	○	○	○	×
出力調整能力	×	○	○	○	○	×
出力調整幅	—	50程度～100%			70程度～100%	—
出力変化	—	1分程度（出力調整幅内の出力変化）			—	
起動/停止	—	3～5分/1～2分			5～10分/1～2分	
主な役割	ベース供給力	ピーク供給力調整力	ピーク供給力調整力	ピーク供給力調整力予備力	揚水動力調整力	揚水動力調整力

【水カプラントの出力調整機能について】



【揚水式発電所の例】



(2) 水力発電開発の課題と対応策

一方、水力発電を取り巻く現状は厳しいものがある。水力発電は固定費負担が大きく、長期安定的に発電を行うことによってその費用回収が可能となり、経済性を発揮できるが、近年では開発可能な新規地点が奥地化・小規模化してきていることに伴い、建設期間の長期化、新たな送電線の設置等、開発に当たっての採算性は従来よりも厳しくなっている。また、既設水力発電所の老朽化等も進んでおり、既存の発電所に対する更新投資が適切に行われ、円滑な運転が継続されることにより、将来にわたって発電電力量を安定的に維持・向上させていくことも必要である。

特に、低炭素電力供給システムにおける電力系統の安定化対策の観点から、重要な役割を担う調整池式、貯水池式、揚水式の水力発電の新規開発及び能力アップを伴う再開発は、河川法における手続きや建設に長期間を要する。このため、水力発電に対する投資リスクを低減し、水力発電の事業性を向上させ、既設水力発電所の円滑な設備更新と新規開発が促されるような環境整備に取り組む必要がある。

水力発電は初期投資負担に比べ変動費のウェイトは低く、長期安定的に運転を行うことにより、経済性を発揮できる。また、建設に長期間を要することから、その対応策として、更なる財政面の支援等の環境整備も検討する必要がある。また、諸外国と同様に比較的大規模の水力発電の新規開発及び能力アップを伴う再開発も RPS 制度の対象にすることの可能性についても今後検討していく必要がある。

また、河川法における手続き等の運用の明確化に加え、手続き等の合理化・簡素化を更に推進するとともに、水力発電が地域と共生し、国と自治体が協調する中で、維持流量については、発電ガイドラインの尊重に加え、地球環境問題への対応とのバランスも十分考慮した上で、科学的・合理的に検討する等、長期的な水の確保に関する不透明さ・不確実性の低減を図ることが必要。

これらの課題を克服し、水力開発に関する経済性が向上した場合、地元調整等が終了すれば、その後、概ね 10 年以内で開発も可能である。仮に発電原価 12 円/kWh のものまで建設できるとすると、出力 1 3 2 万 kW、電力量にして 53 億 kWh の追加的開発が可能となる。

水力発電の導入ポテンシャルの試算²⁴

発電原価 12 円/kWh のものまで建設できるとすると

⇒ 1 3 2 万 kW 5 3 億 kWh の増加

発電原価 15 円/kWh のものまでとすると

⇒ 2 7 6 万 kW 1 1 0 億 kWh の増加

発電原価 20 円/kWh のものまでとすると

⇒ 6 1 5 万 kW 2 4 4 億 kWh の増加

※なお、試算は、包蔵水力調査の未開発地点について補助率 20%、経費率 8%として算出

²⁴ 水利権等の地元調整等を考慮していないもの

2. 地熱発電について

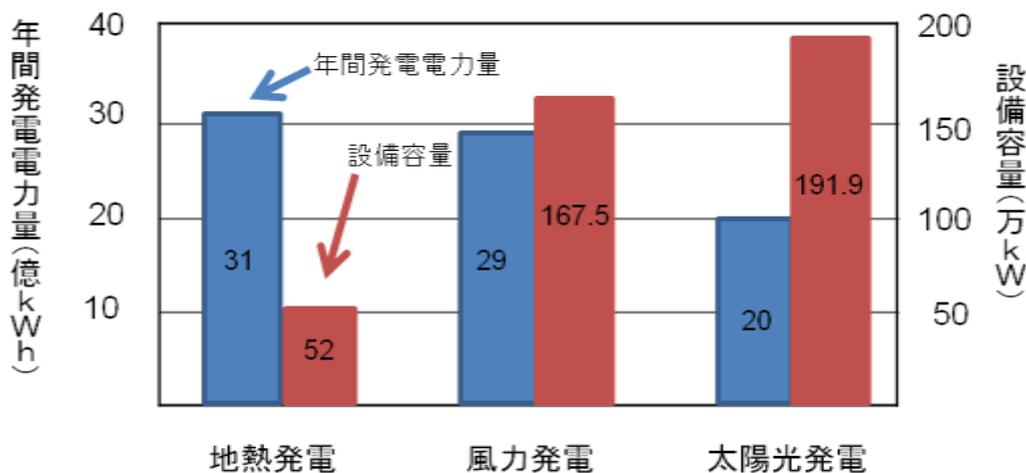
地熱発電について、経済産業省では2008年12月に「地熱発電に関する研究会」を設置し、2009年6月に中間報告をまとめ、電力供給における地熱発電の位置づけや地熱発電をめぐる状況、地熱発電の新たな可能性、地熱開発促進のための方策等について検討を行ったところである。

(1) 地熱発電の役割

地熱発電は、発電過程においてCO₂を排出しない、純国産の再生可能エネルギーである。また、再生可能エネルギーの中では設備利用率が高く（地熱70%、風力20%、太陽光12%）、天候に左右されず、年間を通じて安定した電気を供給することが可能な電源である。

我が国初の地熱発電所である松川発電所は、1966年に運転を開始して既に40年を経過しているが、現在も安定した運転を行っている。地熱発電は、運転開始後に補充井の掘削等が必要など初期投資負担が大きいが、長期間にわたって安定した発電が可能であり、燃料を必要としないことから、水力発電と同様に長期安定的に運転を行うことにより、経済性を発揮し、電気料金の安定化に貢献している。

2007年度年間発電電力量、設備認可出力の比較



地熱発電：平成20年度電力供給計画の概要より2007年度推定実績（一般電気事業用）

風力発電：167.5万kW（2007年度末・NEDOデータ）

年間発電電力量＝設備容量（kW）×24（時間）×365（日）×設備利用率（風力20%）

RPS法認定を受けた風力発電設備容量は181.5万kW、RPS電気供給量27.4億kWh（平成19年度）

太陽光発電：191.9万kW（2007年度末・太陽光発電協会等データ）

年間発電電力量＝設備容量（kW）×24（時間）×365（日）×設備利用率（太陽光12%）

RPS法認定を受けた太陽光発電設備容量は143.2万kW、RPS電気供給量6.6億kWh（平成19年度）

現在の地熱発電の発電電力量（電気事業用）は31億kWhであり、これは国内の総発電電力量の約0.3%と非常にシェアは小さい。一方、地熱発電のポテンシャル

として、国立、国定公園の特別保護地区・特別地域以外の開発可能な地域の地熱資源量は約 425 万 kW²⁵との試算もあり、現在の発電容量である約 50 万 kW と比較すると今後の開発可能性は大きく残されている。

このように地熱発電は開発ポテンシャルも十分あり、設備利用率も高く、年間を通じて安定した電気を供給することができることから、現時点では、太陽光発電に比較して再生可能エネルギー導入の費用対効果が大きく、ベース電源として利用することが可能な再生可能エネルギーとして、低炭素電力供給システムの一翼を担うポテンシャルを有している。

(2) 地熱発電開発の課題と対応策

地熱発電は開発リスク・開発コストが高いなど、以下のような課題を抱えており、1999 年の八丈島地熱発電所の運開以降、新規地点において地熱発電所は建設されていない。

○経済性・開発リスク等

試算発電原価：16 円/kWh 程度であり、経済性の問題等により事業化が進んでいない地域が多くある。

- －地下深部の調査を要することから開発のリードタイムが長い（15～20 年）
- －運転開始後に補充井の掘削等が必要
- －調査・開発段階で多数の坑井掘削が必要
- －開発コスト・リスクの低減化技術の開発 等

○地元温泉事業者等との調整

- －ほとんどの有望地熱開発地域が温泉地域近傍に存在
（当面の開発可能資源量 247 万 kW のうち、温泉地域から数 km 以内に約 196 万 kW（79%）が賦存）
- －温泉への影響を懸念する温泉事業者等との調整により開発が停滞

○自然公園法等の関係法令の諸規制

- －多くの有望地熱開発地域が自然公園地域内に賦存
（当面の開発可能資源量約 247 万 kW のうち、自然公園地域（普通地域を除く）内に約 114 万 kW（46%）が賦存）

現在、国の支援策として、開発リスクを低減し民間調査の早期誘導を図ることを目的に、地熱有望地域を対象とした開発可能性等に関する先導的な総合調査や、建設費等に対して補助が行われているが、依然として経済性の課題は解決されていない。

さらに、地熱発電の開発には通常 15～20 年と長期間かかることから、今から開発リスク・開発コスト低減に向けた環境整備に取り組む必要がある。

²⁵ 第 1 回「地熱発電に関する研究会」における産業技術総合研究所提出資料（2008 年 12 月）

そのための方策として、太陽光発電・風力発電等の新エネルギー並に建設費等に対する補助の拡充を実施することが考えられる。また、RPS 制度における導入量拡大の議論の中で、諸外国と同様にバイナリー発電方式以外の地熱発電についても新規開発分を RPS 制度の対象にするかの可能性についても今後検討していく必要がある。更に、自然公園地域の外からコントロール掘削により、自然公園地域の地下に存在する蒸気・熱水を採取する方法への支援や温泉の熱を利用して発電を行うことから、規模も小さく太陽光発電と同様に環境影響が小さい温泉発電システム（出力 50kW 程度まで）の開発・普及を促進する等、地熱発電と地域が共生し、国と自治体が協調して、自然環境や温泉事業に配慮した地熱発電の推進に取り組むことが考えられる。

これらの課題を克服し、地熱の開発に関する経済性が向上し、事前調査や地元調整等が終了すれば、その後、概ね 10 年以内での開発も可能である。仮に発電原価 12 円/kWh のものまで建設できると仮定すると、67 万 kW、41 億 kWh の追加的開発が可能である。

地熱の導入ポテンシャルの試算

発電原価 12 円/kWh のものまで建設できるとすると

⇒ 67 万 kW 41 億 kWh の増加

発電原価 15 円/kWh のものまでとすると

⇒ 93 万 kW 57 億 kWh の増加

発電原価 20 円/kWh のものまでとすると

⇒ 113 万 kW 69 億 kWh の増加

※なお、地熱には、温泉発電等の増加分 24 万 kW、15 億 kWh を含む。

また、地熱の発電電力量については、これまでの稼働率実績 70% を用いて試算。

V. 火力発電について

低炭素電力供給システムの構築に向けては、発電時に CO₂ を排出しないゼロ・エミッション電源の割合を高めることが必要であり、その結果として、将来的には火力発電の割合が低減していくこととなる。また、供給安定性（エネルギー・セキュリティ）と経済性を考慮しながら、技術開発等による火力発電の熱効率の向上などによって、火力発電全体としても低炭素化を図ることが重要である。

また、今後の太陽光発電等の大量導入に伴う出力変動等への対応や、石炭火力発電所における混焼等によるバイオマス資源の有効活用が重要であることから、低炭素社会においても火力発電は引き続き重要な役割を担うものと考えられる。したがって、低炭素電力供給システムの基礎となる燃料調達を巡る状況や、燃料の異なる火力発電の特徴（出力変化の速度や幅、立ち上げ時間、熱効率、コスト等）について整理をするとともに、低炭素電力供給システムに向けた火力発電の役割及び課題について整理した。

1. 電力の燃料調達をめぐる動向について

発電用の化石燃料は石油・LNG・石炭に大別されるが、各燃料には供給安定性・環境適合性・経済性の面で長短があることから、これらの特徴を踏まえた最適な組み合わせで電源開発を進めていくことが必要となる。

	供給安定性	環境性	経済性
石油	○燃料貯蔵が容易 ○供給弾力性に優れる		△価格変動が大きい
LNG	○燃料の調達先が分散 ○長期契約 ²⁶ が中心であり供給が安定 △燃料調達が硬直的	○CO ₂ 排出量が少ない	△燃料輸送費が高い △インフラ整備が必要
石炭	○資源量が豊富 ○燃料の調達先が分散、安定	△CO ₂ 排出量が多い	○価格が安く安定

(1) 石油・重油をめぐる動向

石油は、LNG や石炭と比較して供給弾力性に優れ、電力需給の変動²⁷を吸収する調整役を担っている。我が国の電力会社は、発電用の生焚原油²⁸としてインドネシア等の低硫黄原油を使用しているが、概して低硫黄原油は高硫黄原油に比べて、

²⁶ LNG の契約期間は主に 20 年程度の長期であるのに対し、石油・石炭の契約期間は主に 1 年から数年程度の短期に留まる。

²⁷ 例えば、2009 年度には、新潟県中越沖地震により柏崎刈羽原子力発電所の全台停止等による影響から、2008 年度比で約 1,000 万 kl の需要増となった。

²⁸ 原油を精製せずに石油火力で燃料として使用すること

埋蔵量や生産量が少なく、今後、低硫黄原油の主要産出国であるインドネシアやベトナムの供給力は減少していく見通しとなっている。

【生焚原油の輸入先、可採年数比較、硫黄分比較】



産出国	インドネシア	ベトナム	スーダン	UAE	サウジアジア	(参考)
油種	ミナス	デュリ	バックホ	ハイブレド	マーバン	アラビアンII
硫黄分(%)	0.08	0.20	0.04	0.045	0.73	1.78
						全日本平均 1.4

出所：「平成19年度 電力需給の概要」、B P 統計、新日石H P

一方、電力会社で使用している低硫黄重油については、石油製品の需要減少に伴い国内の原油処理能力が減少傾向にあり、C重油の需要減少と需要の白油化に対応するため石油業界では分解装置²⁹の増強を進めている。その結果として、供給インフラ面でも重油内航船隻数やC重油のタンク基数は減少傾向にある。また、多くの発電所では環境規制をクリアするため低硫黄の原重油を使用しているが、排煙脱硫装置を装備していれば高硫黄C重油も使用できることから、例えば、低硫黄原重油の新規供給源を開拓することや、排煙脱硫装置を有する火力ユニット³⁰を可能な限り増加していくことは電力の安定供給の観点からは望ましい。

以上を踏まえると、電力需給の変動を吸収するため供給弾力性に優れる石油火力は、引き続き重要な役割を果たすことと考えられ、低硫黄原油の新規ソースの開拓や脱硫設備の装備等により石油火力の供給弾力性を高めていくことが必要である³¹。

なお、石油火力の供給安定性については、オイルサンドやオリノコータルなどの非在来型の化石燃料まで含めると、中長期的な安定供給も可能となる点については留意することが必要である。

²⁹ C重油から収益性の高いガソリン等へ販売をシフトするための重質留分からガソリン等を生産する装置など

³⁰ 一般電気事業者の全石油火力発電所 106 ユニット (3,800 万 kW) のうち 14 ユニット (615 万 kW) が排煙脱硫装置を装備している (平成 21 年 1 月現在)。

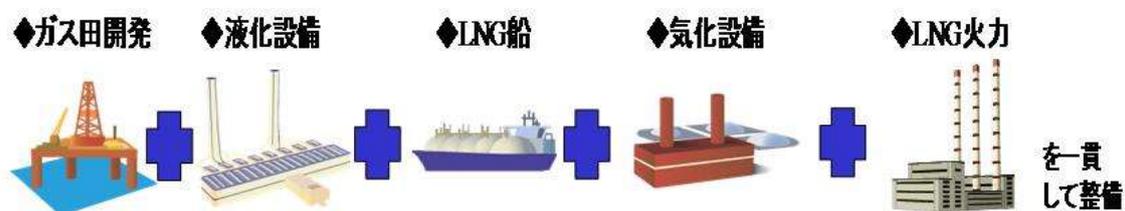
³¹ 委員より石油火力は利用率が低いので、固定費の割合が高く、こうしたものは燃料面で対応すべきとの指摘があった。

(2) LNG をめぐる動向

LNG は発電時の CO₂ 排出量が少ないなど環境適合性に優れる反面、LNG 火力の開発に際しては、ガス田の開発から液化設備の整備、LNG 船の調達、受け入れ基地の整備など LNG チェーンと一体で開発する必要があることから、石油や石炭より多額のインフラ投資や長期の時間が必要である。

したがって、多額のインフラ投資を確実に回収する必要から 20 年程度の長期契約を相対で締結³²することが通常であるため、長期の安定的な燃料調達が約束される反面でスポット市場は非常に小さいことや原油や石炭に比べ貯蔵・輸送が難しいことから、需給変動への対応としての追加調達には限界がある。

【LNG投資の流れ】



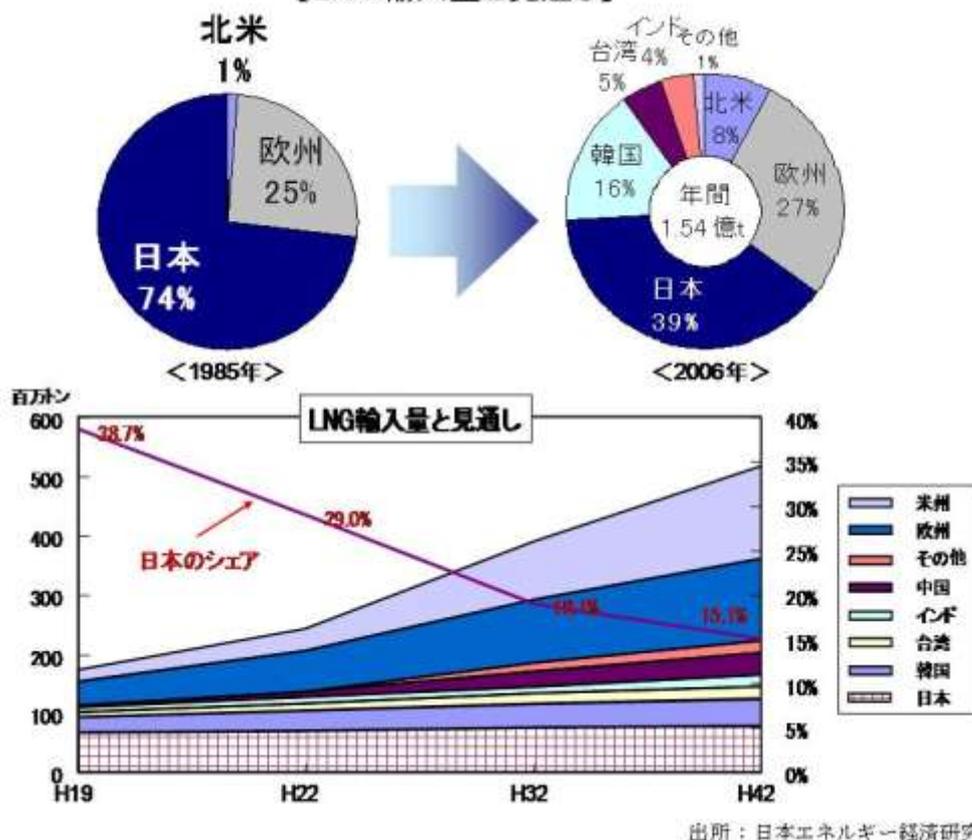
出所：電気事業連合会

また、LNG の調達に当たっては、従来は我が国の買主が数社でコンソーシアムを組み、バーゲニングパワーを高めて共同で LNG を購入していたが、最近では買主間で求めるニーズが異なるため、個別取引が拡大する傾向にある。更に、LNG 価格フォーミュラについては、従来は、いわゆる「S 字カーブ」といわれる価格フォーミュラが採られていたが、最近の原油価格の高騰や LNG 需給のひっ迫などを受け、より直接的に原油価格にリンクした価格決定方式を売主側が要求してくる状況にある。

世界の LNG 需要については、1985 年当時、日本は世界の LNG 輸入量の約 74% を占めていたが、欧米・中国・インド等における LNG 需要の増加に伴い、我が国の占める割合は減少傾向にある。

³² LNG の長期契約は、20 年が一般的である。

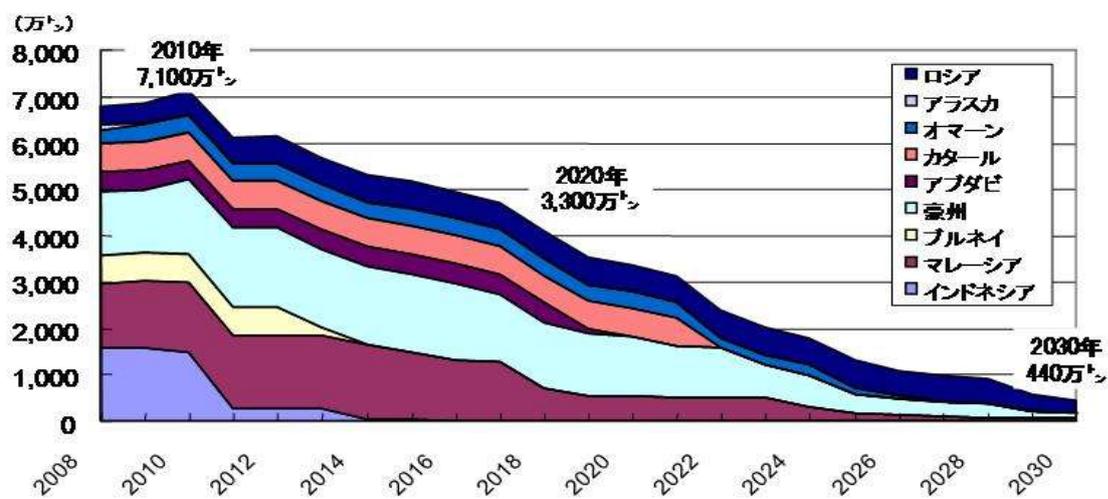
【LNG輸入量と見通し】



我が国の電力用 LNG 輸入国については、従来は、インドネシア等のアジア諸国が太宗を占めていたが、近年ではカタールをはじめ、オマーン、ナイジェリア等の中東・アフリカ諸国からの輸入量が増加している。しかし、既存の LNG 契約は順次契約期間が終了し、既存プロジェクトの延長契約³³や新規プロジェクトによる契約で如何に安定的かつ経済的に必要量を確保していくかが大きな課題となっており、低炭素化に向けて LNG 火力への依存を拡大することは、LNG の備蓄が容易でないこともあり、燃料の安定調達等の観点からも検討を行うことが必要である。

³³ 例えば、2010 年度で契約が切れるインドネシア LNG の契約延長について、2011 年度以降の契約はインドネシアからの輸入量は約 1200 万トン／年から 300 万トン／年へと大幅に減少する見込み。

【日本向けLNG契約量の見通し】

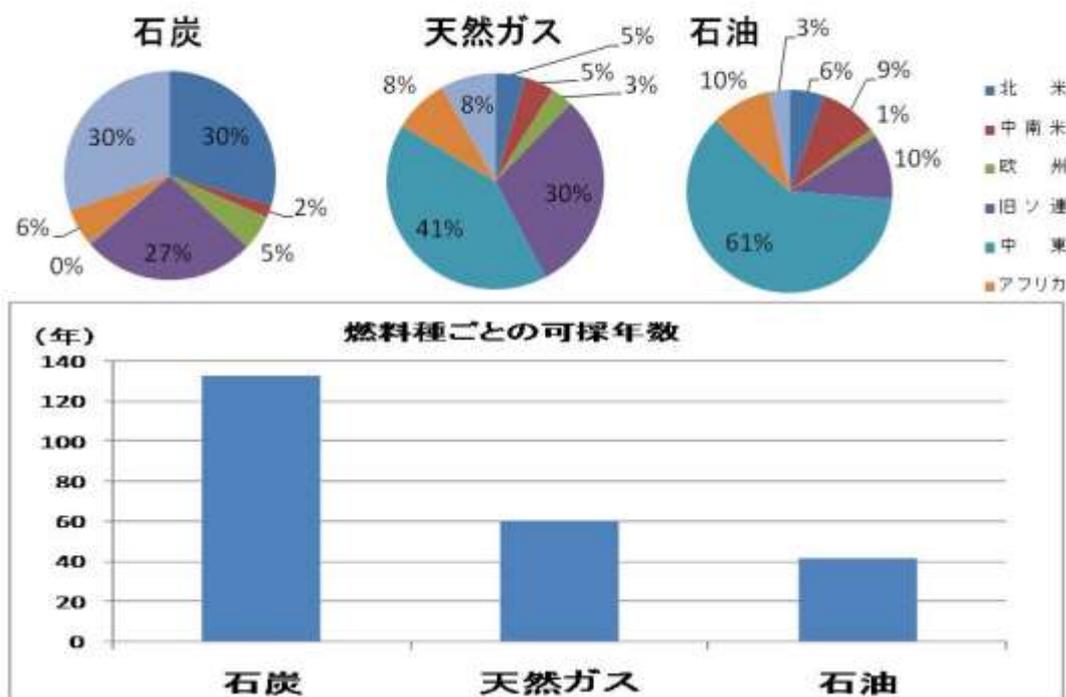


出所：各種資料より電事連作成

(3)石炭をめぐる動向

石炭はCO₂排出の面では課題があるものの、可採年数が130年程度であり、石油の約40年、天然ガスの約60年と比較しても、長期的に調達が可能であり、価格も低値で安定³⁴しており、その埋蔵地域も世界に広く分布していることから、石油やLNGと比べて供給安定性と経済性に優れる燃料である。我が国に輸入される一般炭の約6割を政情の安定しているオーストラリア炭が占め、最近では中国国内での石炭需要増加に伴う輸出減少により、インドネシア炭が増加傾向にある。

【資源の可採埋蔵量と可採年数、資源の地域別埋蔵量分布】



2. 火力発電の役割と課題

太陽光発電等の大量導入に伴う出力変動等への対応のためには、今後とも、一定の火力発電を維持することが不可欠である。火力発電の割合が低減していく中で、火力発電による出力調整能力については、これまで以上にその必要性が高まることを十分留意することが必要である。

(1)我が国における火力発電の役割

火力発電を構成する石炭火力、LNG火力、石油火力は、我が国の電力需給において、それぞれベース供給力³⁵、ミドル供給力³⁶、ピーク供給力³⁷として用いられており、今後とも電力需要の変動に併せて、供給安定性、経済性、環境特性、電

³⁴ 2008年にはオーストラリア・ニューキャッスル港における滞船や原油価格の高騰等の影響を受け、石炭のスポット価格が一時的に高騰した。

³⁵ 一定量の電気を安定的に供給する電源

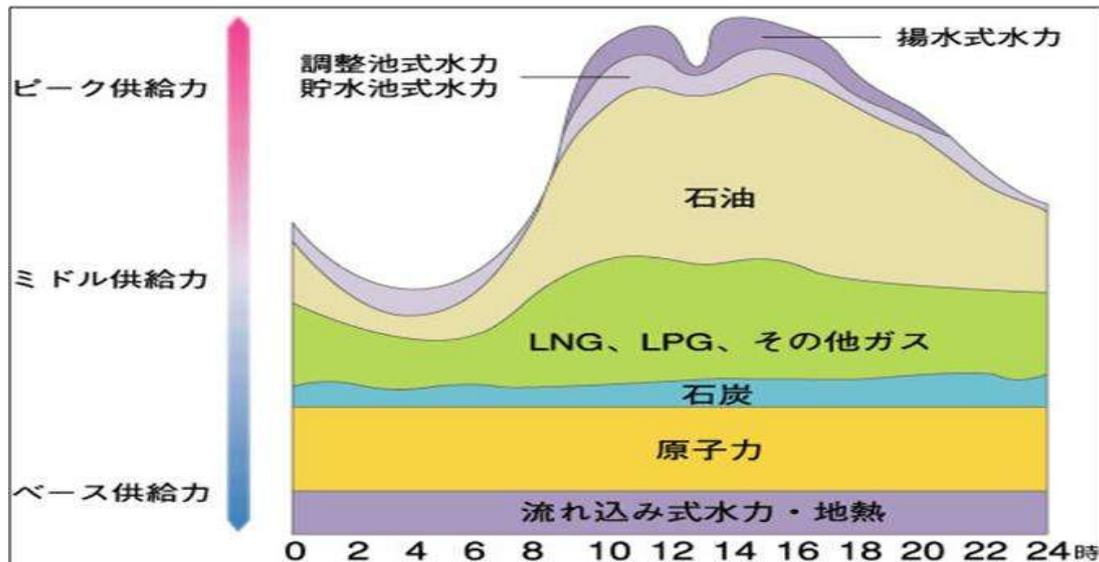
³⁶ ピーク電力とベース電力の2つの特徴を持つ電源

³⁷ 発電電力量の調整が容易な電源

源ごとの運転特性等を踏まえて、最適なバランスを確保していく必要がある。これに当たっては、各電源の位置づけや燃料調達面の特徴を踏まえる必要がある。

また、電源ごとに見た場合、例えば、ピーク供給力としての役割を果たしている石油火力については、2007年7月の新潟県中越沖地震による柏崎刈羽原子力発電所の停止や極端な猛暑・厳冬による天候異常等の非常時には、比較的長期にわたってバックアップ電源としての役割も再認識されてきている。このように電力供給システム全体での安定供給にも十分な留意が必要である。

【需給曲線(日負荷)】



出典：電気事業連合会

【電源ごとのメリット・デメリット】

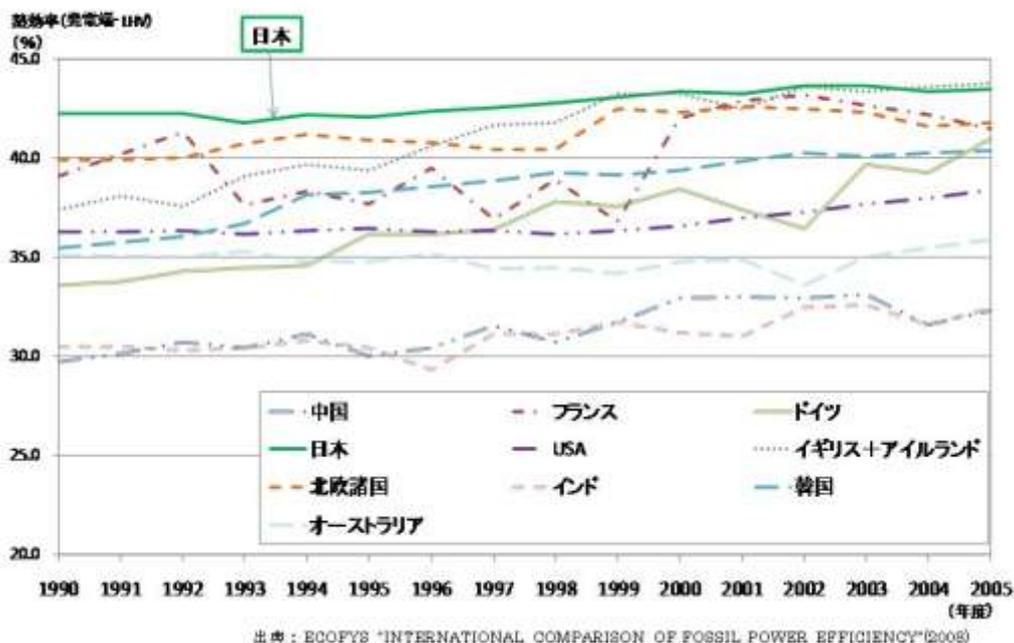
電源種	メリット	デメリット
原子力	<ul style="list-style-type: none"> ウラン資源が政情の安定した地域に賦存 核燃料サイクルにより準国産エネルギーとして活用可能。 発電過程でCO₂を排出しない 	<ul style="list-style-type: none"> 社会的受容性の問題など、将来の動向に不確実性がある 共通原因により運転が制約される可能性がある
L N G	<ul style="list-style-type: none"> 燃料の調達先が分散している。 CO₂の排出量が少ない。 長期契約中心であり供給が安定。 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料輸送費が高い インフラ整備が必要 燃料調達が硬直的 価格は高め
石 炭	<ul style="list-style-type: none"> 資源量が豊富。 燃料の調達先が分散、安定している。 他の化石燃料と比べ低価格で安定している。 	<ul style="list-style-type: none"> 発電過程でCO₂の排出量が多い
石 油	<ul style="list-style-type: none"> 燃料貯蔵が容易。 供給弾力性に優れる。 	<ul style="list-style-type: none"> 価格は高めであり、燃料価格の変動が大きい
水力・地熱	<ul style="list-style-type: none"> 純国産の再生可能エネルギー 発電過程でCO₂を排出しない。 	<ul style="list-style-type: none"> 大幅な新規開発を見込むには限界 経済性は劣位
新エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> 発電過程でCO₂を排出しない 	<ul style="list-style-type: none"> 出力が不安定 経済性は劣位

出典：資源エネルギー庁「電源開発の概要」等

(2) 火力発電の高効率化等

我が国では、高効率なタービンの導入や蒸気条件の高温・高圧化等により火力発電の高効率化に取り組んできた結果、我が国の火力発電の熱効率は世界的にも高い水準にあり、特に石炭火力の熱効率は世界最高水準にある。仮に、我が国で運転中の最新式の石炭火力発電の熱効率を米国、中国、インドの石炭火力発電所に適用すると、CO₂削減効果は約13億トンにのぼり³⁸、これは我が国が1年間に排出するCO₂量に相当し、1990年の世界全体のCO₂排出量の約6%に相当する。

【火力発電効率の国際比較】



石炭火力の高効率化は、電力供給システムの低炭素化や電力の安定供給を図る上で極めて重要であることから、引き続き火力発電の高効率化を進展させていく必要がある。現在、火力発電の高効率化を図るため、ガスタービンの高効率化や石炭ガス化複合発電（IGCC）の実用化に向けた技術開発が進められている（IGCCは2017年頃の実用化を目指した技術開発が官民で行われており、商用機の第1号は中国電力・三隅2号を予定している）。

(3) 火力発電による太陽光発電の出力変動対策

太陽光発電等の大量導入時には、天候の変化により太陽光パネルの出力が変動することから、電力需要を賄って、瞬時瞬時の電力需給バランスを確保していくためには、気象条件に左右されずに負荷追従運転が可能な火力発電の役割がさらに重要となる。太陽光発電等の大量導入時における火力発電には、

- 発電開始までの立ち上げ時間が短いこと
- 急激な需要変動に対応可能な出力変化速度（kW/分）が大きいこと
- 最低負荷の小さいこと（いわゆる「下げ代」が大きい）
- 十分なガバナフリー容量及びLFC容量の確保

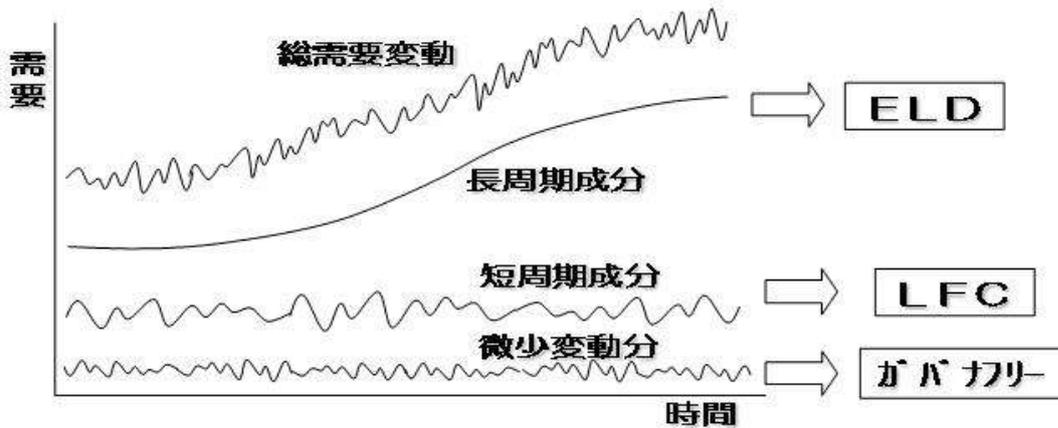
³⁸ 発電方式が異なるため、海外との単純な比較は難しいとの指摘もあった。

- 低負荷運転時に効率の低下が小さいこと
 - 多様な燃料種への対応
- などの性能が重要である。

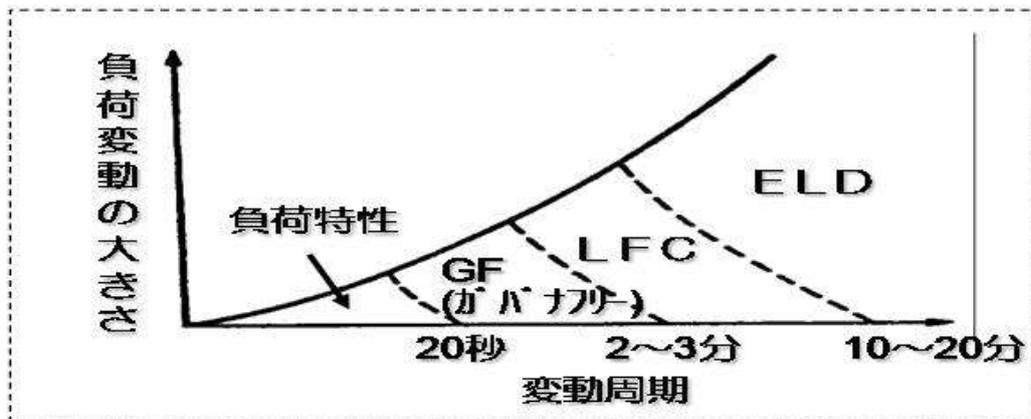
(参考：負荷変動に対する追従機能の種類)

- ・数十秒から数分以内の短周期の負荷変動：ガバナフリー³⁹運転や負荷の自己制御特性
- ・数分から十数分以内の負荷変動：LFC⁴⁰
- ・それ以上の負荷変動：ELD⁴¹

各制御の時間的概念図



【火力発電所の出力変動幅・変化率】



³⁹ 発電機出力や周波数の増減に応じて回転数変化を検出し制御弁を開閉することで、発電機の回転数を一定に制御させるもの

⁴⁰ Load Frequency Control：給電指令所の自動周波数制御装置により周波数偏差を検出し、短周期の負荷調整を行う出力指令信号

⁴¹ Economic Load Dispatch：給電指令所より送信される出力指令信号

火力発電における燃種や発電方式ごとの負荷追従能力は、以下のとおりである。今後の電源の開発・運用に際しては、各方式の特徴を十分に踏まえる必要がある。特に省エネルギーが進展し、原子力発電の導入が進んだ状況下で、出力の不安定な太陽光発電等の導入が進むと火力発電の比率が低下するため、火力発電には従来にも増して高い負荷追従能力が求められる。

火力発電所の出力変動幅・変化率について

タイプ	汽力発電方式						コンバインド発電方式	
	ドラム（35万kWクラス）			貫流（70万kWクラス）			1100℃級 （単軸15万kWクラス）	1300℃級以上 （単軸35万kWクラス）
燃料種別	石油	LNG	石炭	石油	LNG	石炭	LNG	LNG
ガバナフリー運転	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
LFC調整力	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
出力調整力	○	◎	○	◎	◎	○	単軸△ 系列◎	単軸○ 系列◎
出力調整幅	30%～100%	20%～100%	30%～100%	15%～100%	15%～100%	30%～100%	単軸 80%～100% 系列 20%～100%	単軸 50%～100% 系列 20%～100%
出力変化率	3%/分	3%/分	1%/分	5%/分	5%/分	3%/分	7%/分	10%/分
起動時間 （時間）	WSS	20～30時間			30～40時間		12時間	
	DSS	3～5時間			5～10時間		1（並列0.5）時間	

※ 上記数値は代表例であり、プラント毎に仕様は異なる。
DSS（日夕停止：Daily Start and Stop）：電力需要の低い夜間に発電プラントを停止し、翌日の朝方に起動する運用。
WSS（週末停止：Weekly Start and Stop）：電力需要の低い週末に発電プラントを停止し、週明けに起動する運用。
※WSSでの起動時間は発電プラントが冷機状態から起動した例

(4) 石炭火力発電の低炭素化（バイオマス混焼）

石炭火力の低炭素化を図るためには、発電設備の高効率化に加え、木質チップや鶏ふん等の多様なバイオマス資源を石炭火力にて混焼し、より有効に活用していくことも重要である。石炭火力は、多様なバイオマス資源との混焼が可能という利点に加え、バイオマスの使用量が同じ場合、バイオマス専焼発電と比較して石炭火力での混焼を行う方が、熱効率が大幅に向上する。また、バイオマスの調達に係る不確実性や既存設備の活用による初期投資の抑制などの観点からも石炭火力での混焼を行う方がバイオマスの活用という面からも有利になることから、石炭火力の存在意義が大きい。

しかしながら、現時点では国内の林地残材を中心とする木質バイオマス資源の石炭火力における混焼はほとんど行われていない。このため、木質バイオマス資源の利用拡大に向けた先進的な取組に対しては国による支援を検討する必要がある。具体的には、木質バイオマスの供給サイドである森林事業者が林地残材の林地から搬出して、木質チップや木質ペレットを製造するための設備や、発電事業者が木質バイオマス燃料を受け入れ、貯蔵する設備等の導入に対する経済的な支

援は、こうした先進的取組を加速化するのに有効と考えられる。また、未利用木質バイオマスの利用は、石炭火力からのCO₂削減、森林保全、山村地域の活性化、雇用創出などにも貢献するものと期待される。

＜バイオマス混焼と専焼の比較(試算)＞

	石炭とバイオマスの混焼 (5%、カロリーベース)	バイオマス専焼
出力	40万kW (20万kW×2)	1.3万kW
年間利用率	80%	
年間発生電力量(全体)	28億kWh	0.9億kWh
年間発生電力量(バイオマス)	1.4億kWh	
混焼時の熱効率(発電端、LHV)	43.6%*	29%
所内率	10%	17%
混焼時の熱効率(送電端、LHV)	39.2%	24%
年間木質バイオマス使用量	約11万t	
石炭消費削減量	約5万t	約3万t
CO ₂ 削減量	約11万t-CO ₂ (削減率5%)	約7万t-CO ₂ (削減率3%)

※石炭火力の熱効率を44%と仮定した場合、木質バイオマス1%の導入で熱効率は0.08%低下するため、5%混焼で効率は43.6%(Δ0.4%)に低下。

石炭火力との混焼が可能なバイオマス

燃料種別	導入実績	備考	
産業廃棄物	家畜排せつ物		
	下水汚泥	○	混焼運用中
	廃棄紙		
	食品廃棄物		
	製材工場等残材	○	国内賦存量のほぼ全量有効利用
	建設発生木材	○	実機混焼試験中
	農作物非食用部		
一般廃棄物(ゴミ)	○	実証試験中	
林地残材		国内賦存量のほぼ全量(約98%)が未利用 340万t/年*	

※ 農林水産省(第10回バイオマス・ニッポン総合戦力推進アドバイザーグループ会合資料)より数量を推定。

出典：電源開発資料を基に資源エネルギー庁作成