

(案)

# 低炭素電力供給システムの 構築に向けて

低炭素電力供給システムに関する研究会報告書

(総論)

2009 年 7 月

低炭素電力供給システムに関する研究会

# 目 次

1 .	検討の背景 . . . . .	2
2 .	太陽光発電等の新エネルギーについて . . . . .	5
3 .	原子力発電について . . . . .	8
4 .	水力・地熱発電について . . . . .	1 0
5 .	火力発電について . . . . .	1 4
6 .	低炭素電力供給システムを実現するための系統安定化 対策等について . . . . .	1 7
7 .	負荷平準化対策について . . . . .	2 6
8 .	まとめ . . . . .	2 8

## 1. 検討の背景

経済産業省においては、2008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道筋を示すため、「低炭素社会づくり行動計画」（2008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2020年度に50%以上とすることが具体的な目標として掲げられている。エネルギー資源の枯渇問題や地球温暖化対策を中心とする環境問題への対応のため、我が国における温室効果ガス排出の約3割を占める電力分野において、中長期的に温室効果ガスの排出を大幅に削減する観点から「低炭素電力供給システム」に対する注目が高まっている。しかしながら、一口に「低炭素電力供給システム」といっても、これを電力の安定的かつ経済的な供給と両立させるために検討すべき課題は多い。

こうした課題は、大別して発電側の課題と電力系統・需要側の課題に分けられる。前者の課題としては、今後の原子力や太陽光発電等の導入拡大、火力発電の将来的な在り方等が挙げられる。後者としては、出力が不安定な太陽光発電等のデメリットを克服するための系統安定化対策、原子力発電の利用促進のための負荷平準化、IT等を活用した需要サイドのマネジメント等の対応が挙げられる。

### (1) 発電側の課題

ゼロ・エミッション電源の比率は、現状では電力量ベースで4割程度であり、これを50%以上にしていくためには、電気事業法に基づく供給計画に掲げられている原子力発電の建設を着実に進めていくとともに、再生可能エネルギーを加速的に導入することが必要となる。このうち、太陽光発電については、低炭素社会づくり行動計画において2020年度に現状の10倍、2030年度に現状の40倍とする目標が示されている。また、2009年4月に発表された「経済危機対策」においては、同年2月に導入が発表された太陽光発電の新たな買取制度を前提とし、太陽光発電を2020年度頃までに現状の20倍程度導入する目標が示されている。

こうした目標が達成されると、将来的には、ゼロ・エミッション電源の中核たる原子力発電や、水力・地熱発電、そして太陽光等の再生可能エネルギーによる発電の割合が上昇し、LNG火力、石炭火力、石油火力の発電電力量の比率は漸減することとなる。現在、原子力発電は出力一定で運転をしており、将来的に大量普及が見込まれる太陽光発電は出力が不安定という性質を有する。一方、電力需要は時々

刻々の変化をしており、こうした電力需要の変化に対して、不安定な電源を含む供給力によって追従するためには、漸減する火力発電の負担が今よりも増すことが想定される。

## (2) 系統・需要側の課題

我が国においては気象条件や生活様式、産業構造の特徴等によって、季節ごとや時間ごとの電力需要の変化が大きく、諸外国と比べて周波数の維持等の安定供給について厳しい運用が求められている。そうした中で、環境面での優れた特長を有する原子力発電や太陽光等の導入を拡大しつつ、電力の安定的・経済的な供給を確保するためには、一層の系統安定化対策や需要面での対策が不可欠となる。

系統・需要側の対策としては、これまで、負荷平準化のための対策を講じつつ、火力発電や水力発電の出力調整力によって需要の変動に追従し、電力の需給バランスを確保してきているほか、送配電システムの自動化により、停電による供給障害を極小化してきている。また、電力需要の小さい夜間の原子力の電力等を、揚水動力として吸収し、昼間のピーク需要に対応している。

しかし、今後の太陽光発電等の大量導入や原子力発電の着実な推進を受け止めていくためには、現在の系統対策・需要対策ではカバーできず、太陽光に関しては、配電網における電圧上昇、系統全体の余剰電力の吸収や、周波数確保調整力確保のための対策等の課題がある。また、原子力発電に関しては、一層の負荷平準化、ないしはそれが困難な場合には、出力の一時的な抑制も政策課題としていく必要がある。

一方、需要面の取組としては、新エネルギー等の有効活用と電力の安定供給を共に実現していくための需要家側における多様なマネジメント（DSM：デマンド・サイド・マネジメント）をめぐる新たな動きも期待される場所である。

本研究会では、以上の両面の課題を検討し、特に政策的にも本格的な取組を進めている太陽光発電等新エネルギーの大量導入については、今後必要となる系統安定化対策や想定される費用負担のあり方について集中的な議論を行った。また、系統安定化対策については、いわゆる「スマートグリッド」として提示されてきている諸概念を踏まえつつ、今後の更なる検討課題の整理を行った。

# 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	846	8%	856	10%
一般	781	8%	781	9%
揚水	65	1%	75	1%
火力	4,813	48%	3,366	38%
石炭	2,008	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

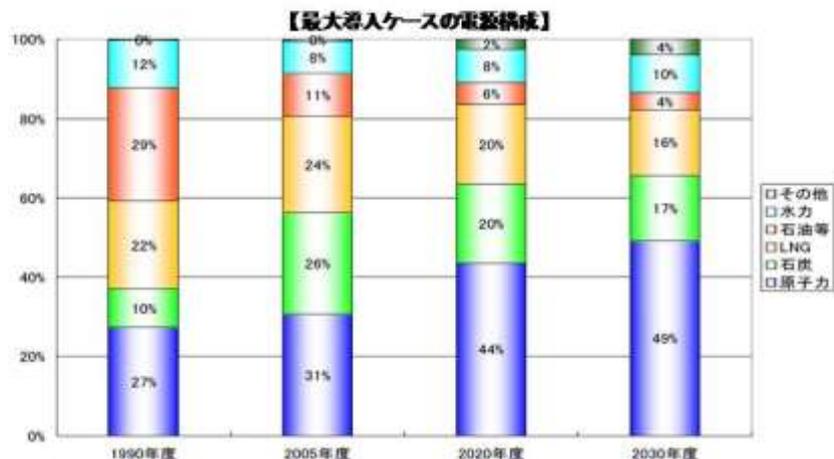
	1990年度		2000年度		2005年度	
	(億kWh)	(%)	(億kWh)	(%)	(億kWh)	(%)
水力	881	12%	904	10%	813	8%
一般	788	11%	779	8%	714	7%
揚水	93	1%	125	1%	99	1%
火力	4,481	61%	5,249	58%	5,973	61%
石炭	2,119	28%	1,732	18%	2,529	26%
LNG	1,639	22%	2,479	26%	2,339	24%
石油等	2,108	29%	1,004	11%	1,072	11%
地熱	15	0%	33	0%	32	0%
原子力	2,014	27%	3,218	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「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(電力エネルギー需給見通し(平成20年3月))



## 2. 太陽光発電等の新エネルギーについて

政府としては、太陽光等の新エネルギーの大量導入を政策面で強力に支援。その電気を有効活用していくためには系統安定化対策が必要不可欠。

### (1) 太陽光発電の大量導入について

太陽光発電については、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。

更に、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構想」など）等の対策を実施することによるものである。

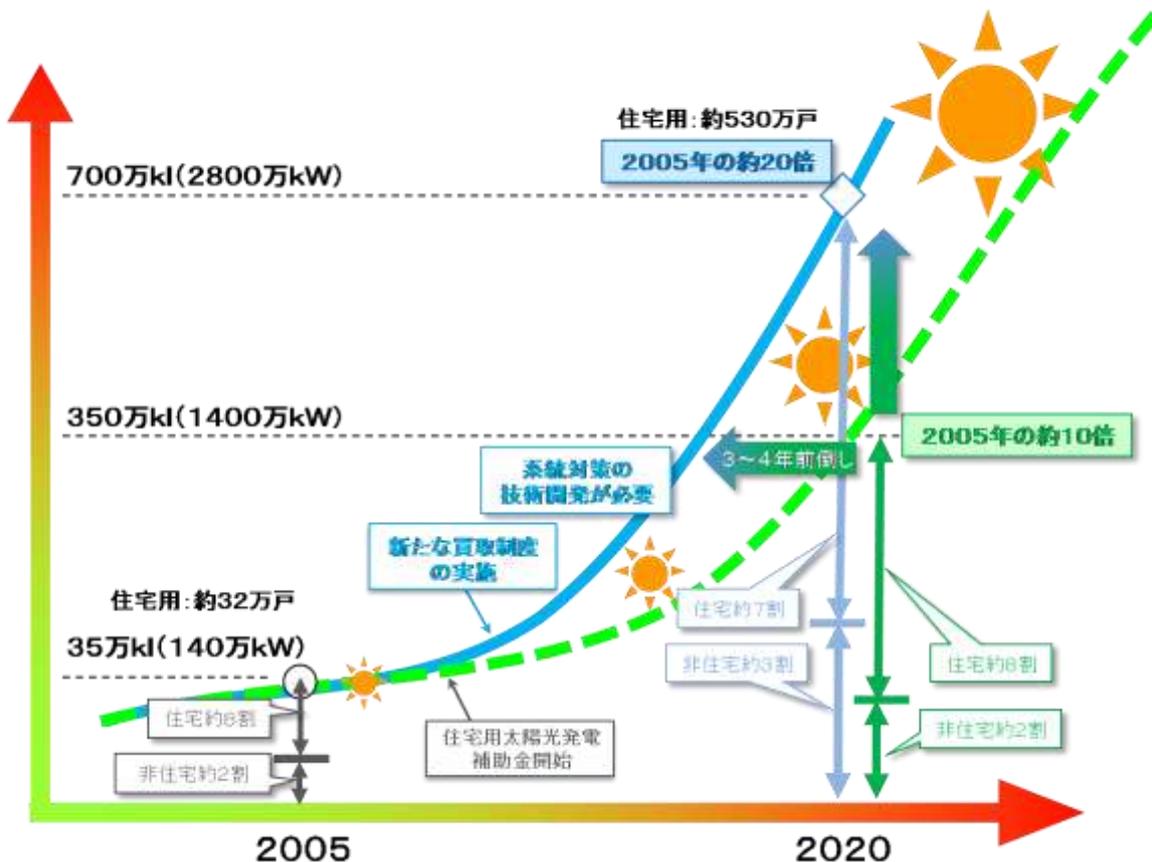
太陽光発電については、上記のような政策の下で太陽光パネルの需要が拡大すれば、これに伴う量産効果と技術革新により、3～5年以内に、発電コストが現在のkWh当たり50円弱から半分程度の水準に低下することが期待されている。この場合、現在kWh当たり20円台前半から25円程度である一般家庭向けの電気料金（電灯料金）に発電コストが拮抗することになり、需要家側が経済的なメリットを享受できることも期待される<sup>1</sup>。

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。

<sup>1</sup> 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。

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課題となる。



## (2) 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、風力発電の導入にあたっては、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。

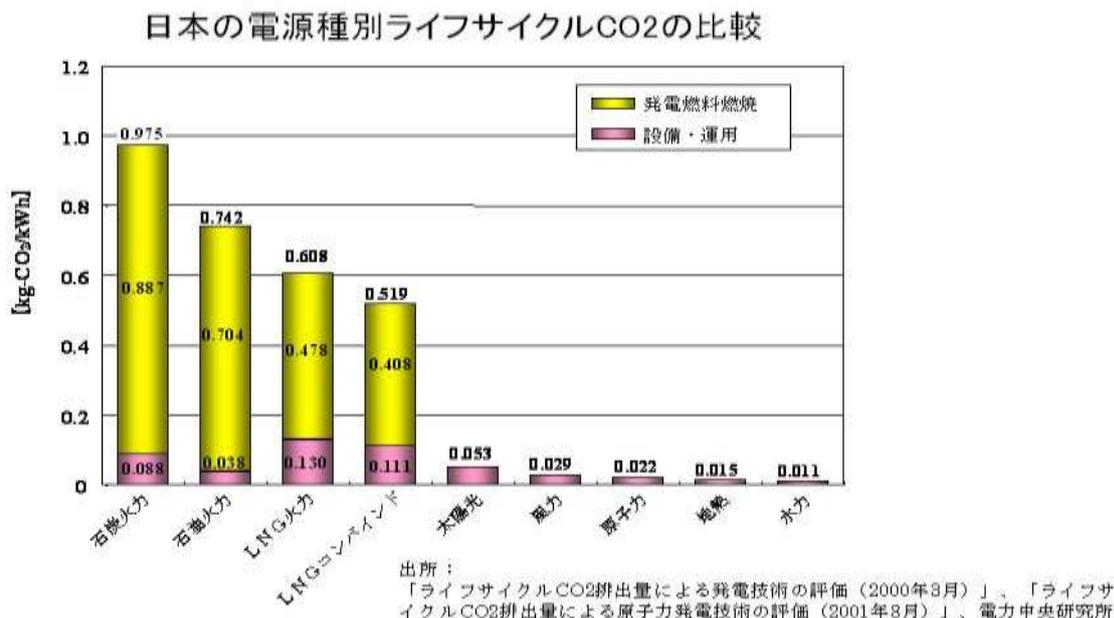
なお、長期エネルギー需給見通しで想定されている風力発電の導入量であれば、

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当と考えられる。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も踏まえながら、今後検討していく必要がある。

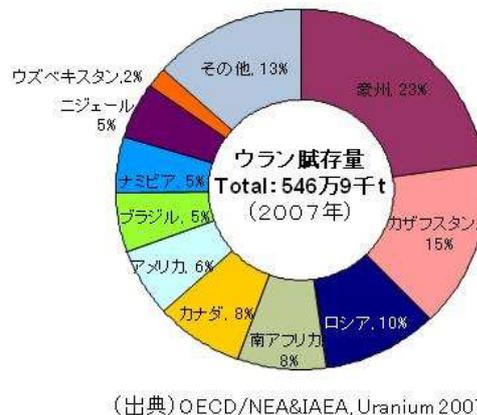
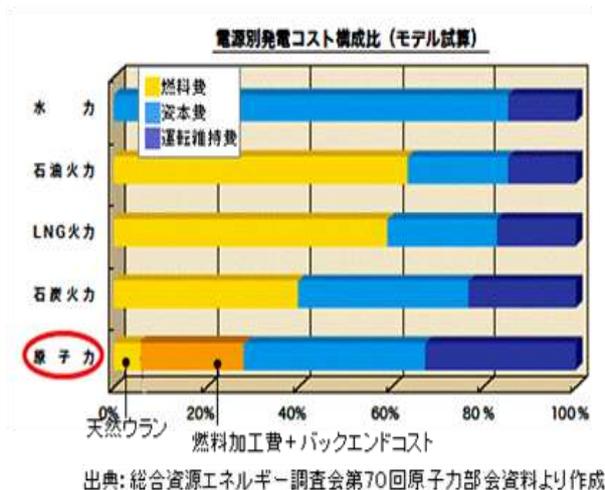
### 3. 原子力発電について

原子力は我が国の地球温暖化対策の切り札。既設炉の高度利用や新增設・リプレースを促すための投資環境の整備のための措置等とともに、原子力比率が上がった際の実出力抑制が今後の政策課題に。

原子力発電は、発電過程でCO<sub>2</sub>を排出せず、安定的に大量の電気を発生させる電源であり、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を置き換えると、京都議定書の基準年である1990年度における我が国のCO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>の削減が可能となる<sup>2</sup>。また、原子力は、燃料であるウランが石油と比較して特定の地域への偏在が少ないため供給安定性に優れている。更に発電コストに占める燃料費の割合が低いため、燃料価格の変動による影響が少なく、経済性にも優れた特色を有している。



<sup>2</sup> 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。



2005年10月に閣議決定された「原子力政策大綱」においては、2030年以後も原子力発電が総発電電力量の30～40%程度以上を担うことが目標として掲げられている。2009年度電力供給計画に示されている今後10年間のうちに運転開始を予定している原子力発電は9基であり、同計画において2018年度の電源構成見込みでは40.1%が原子力となっている。また、2020年度を目途に「ゼロ・エミッション電源」を50%以上とする「低炭素社会づくり行動計画」の目標を達成するためには、こうした原子力発電の建設計画を着実に進めていくことが必要となる。

このため、今後とも安全確保を大前提として、電気事業者による既設炉の高度利用や着実な新增設・リプレース等を進めることが政策的に重要となっている。具体的には新增設・リプレースの投資をめぐる環境を整備する措置、既設炉における設備利用率の向上や出力向上等に関する事業者の積極的な取組み及びこれを円滑化するための措置が必要となる。また、使用済燃料の貯蔵・再処理・プルサーマル・高レベル放射性廃棄物処分事業等の核燃料サイクルの推進、立地地域をはじめとした国民との相互理解促進や地域共生も極めて重要であり、いずれの課題についても、国が前面に立って施策を進めていく必要がある。

一方、今後の電力供給システムを考える上では、本報告書の7.に示すとおり、需要側における電力負荷平準化の推進がますます重要となる。また、電力需給の状況が変化する中で、原子力発電比率が高まれば、一時的に定格出力以下での運転を行うことが必要となる場合も生じてくると見込まれる。省エネルギー対策の強化等が進められる状況において、こうした運転方法は原子力発電が基幹電源として一層大きな役割を果たしていく上で必要な柔軟性を付与するものであり、今後検討していくことが重要である。

## 4. 水力・地熱発電について

最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率を2020年頃に20%程度に。このため、関係法令による規制緩和やRPS法の対象範囲の検討等の施策により水力発電及び地熱発電の開発を推進。

水力発電と地熱発電は、ともに純国産エネルギーとして、エネルギーの安定供給に大きな貢献をするとともに、発電過程でCO<sub>2</sub>を排出しないゼロ・エミッション電源として、我が国における二酸化炭素の排出削減にも貢献している。また、湯水等の影響を除けば、水力発電と地熱発電の出力は天候に左右されず、太陽光や風力に比べれば安定しているという優れた特長を有している。

開発地点の制約はあるものの、低炭素電力供給システムにおいて、水力発電と地熱発電は重要な役割を果たすことが期待される。このため、今後とも水力発電と地熱発電の発電電力量を維持するとともに、新規電源の開発を進める必要がある。

### (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」において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ところである。

水力発電については、電力供給システムにおいて、単に低炭素であるにとどまらず、電力の安定供給面で重要な役割を果たしている。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、また、出力の変化速度も速いため、水系の運用制約に留意する必要があるが、需要の変化に素早く対応し、電力品質の安定化に貢献している。

これらの水力発電所は、出力調整やLFC調整<sup>3</sup>、ガバナフリー運転<sup>4</sup>が可能であり、特に可変速揚水では揚水時にも負荷調整能力がある。太陽光発電等の再生可能エネルギーが大量導入された場合には、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。

<sup>3</sup> 負荷周波数制御（LFC: Load Frequency Control）を行うことのできる発電所で調整可能な発電機出力。負荷周波数制御とは、負荷変動に起因する周波数変化量や連系線電力変化量等に応じて発電機出力を制御することであり、数10秒から数10分の周期の負荷変動を吸収する。

<sup>4</sup> 発電機が回転数の変動を感知し、適正周波数のための回転数を維持するような自動的かつ瞬時の回転数制御のこと。

【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

また、揚水式発電所は、電力需要の小さいとき(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、電力需要の大きいとき(昼間)に発電するものであり、電力を水の位置エネルギーとして蓄えることが可能である。このため、今後導入が進む太陽光発電からの余剰電力を昼間の揚水動力として活用し、「蓄電」という役割も考えられる。

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。

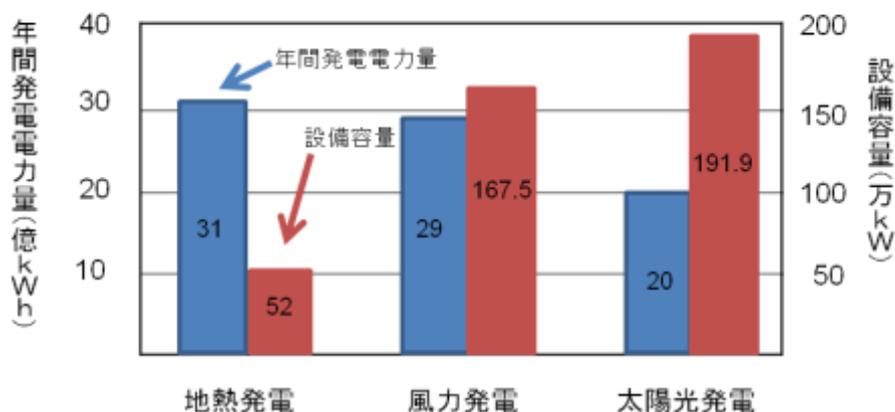
## (2)地熱発電について

経済産業省では、2009年6月に「地熱発電に関する研究会」において中間報告をまとめ、地熱発電をめぐる状況や、地熱発電の新たな可能性、開発促進のための方策等について整理を行ったところである。

地熱発電は、年間を通じて出力が安定しており、設備利用率が高いという優れた特長がある。しかし、現在の発電電力量は約31億kWhであり、我が国の総発電電力量の約0.3%とその割合は非常に小さなものとなっている。一方で、地熱発電のポテンシャルとしては、国立公園の開発規制を受けずに開発できる資源量は約425万kW<sup>5</sup>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。

<sup>5</sup> 2008年12月「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

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)

### (3) 水力発電及び地熱発電の課題

他方、水力発電及び地熱発電にはそれぞれ課題がある。水力発電については開発可能な新規地点が奥地化・小規模化し、開発コストが高くなり、開発期間が長期化している。また、河川法における手続き等の運用を明確化すべきこと等も課題である。地熱発電については、開発コストや開発リスクの高さ、地元温泉事業者等との調整の困難さ、自然公園法等の関係法令による諸規制等が課題となっている。

今後、こうした課題を克服しつつ、補助金等によって経済性を改善した場合、仮に発電原価 12 円/kWh のものまで開発が可能とすると、水力・地熱発電それぞれ、132 万 kW (電力量 53 億 kWh)、67 万 kW (41 億 kWh) の追加的開発が可能となると試算される。今後、2020 年度までにゼロ・エミッション電源の比率を 50%以上とする目標や、最終エネルギー消費に対する再生可能エネルギーの比率を 20%程度とするためには、経済性において相対的に優れた地点から、水力発電及び地熱発電の開発を推進することが必要である。

また、RPS 制度の対象となる水力発電については 1,000kW 以下の流れ込み式水力及びダム式の従属発電に限定され、地熱については事実上バイナリー発電のみが対象となっている。RPS 法の対象規模の拡大やこれら以外の発電方式による新規開発分を 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。

### 【水力発電の導入ポテンシャルの試算<sup>6</sup>】

発電原価 12 円/kWh のものまで建設できるとすると

⇒ 132 万 kW 53 億 kWh の増加

発電原価 15 円/kWh のものまでとすると

⇒ 276 万 kW 110 億 kWh の増加

発電原価 20 円/kWh のものまでとすると

⇒ 615 万 kW 244 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

### 【地熱発電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。

<sup>6</sup> この開発量は、水利権等の地元調整等を考慮していないもの。

## 5. 火力発電について

将来的に火力発電の割合が低減していく中で、太陽光等を受け入れるため系統における火力発電の出力調整能力は一層重要。火力発電全体の低炭素化も課題。

### (1) 火力発電の比率の低減と低炭素化

「低炭素電力供給システム」を構築するためには、発電時に CO<sub>2</sub> 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、供給安定性と経済性を考慮しながら、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。このため、石炭ガス化複合発電（IGCC）や先進超々臨界圧発電（A-USC）などの技術開発等によって火力発電の熱効率の向上を図るほか、バイオマス資源を混焼することなどの施策が考えられる。また、火力発電等の大規模排出源から排ガス中の CO<sub>2</sub> を分離・回収し、長期間安定的に貯留することにより大気中への CO<sub>2</sub> 排出を抑制する CCS 技術が地球温暖化対策の選択肢の一つとして注目されている。

### (2) 火力発電の役割

太陽光発電等の大量導入に伴う出力変動など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となる。総じて火力発電量の割合が下がる中で、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に十分留意することが必要である。

また、火力発電を構成する石炭火力、LNG 火力、石油火力は、電力供給においてそれぞれ主にベース需要、ミドル需要、ピーク需要に対応しており、今後とも電力需要の変動にあわせて、適切なバランスを確保していく必要がある。その際、それぞれの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、ピーク電源としての役割を果たしている石油火力については、柏崎刈羽原子力発電所において経験された大規模な発電所の停止や極端な猛暑・厳冬等の場合などの非常時には、比較的長期にわたってバックアップ電源としての役割を担うといった面も再認識されてきている。こうした電力供給システム全体の中での安定供給の観点にも十分な留意が必要である。

このため、「低炭素化」にのみ重点を置いた短絡的な議論に引きずられることなく、供給安定性、経済性、環境特性の3つのEとともに、運転特性などのメリット・デメリットを勘案しながら、それぞれの電源の役割に応じて、最適な電源構成の実現を図っていくことが引き続き重要である。

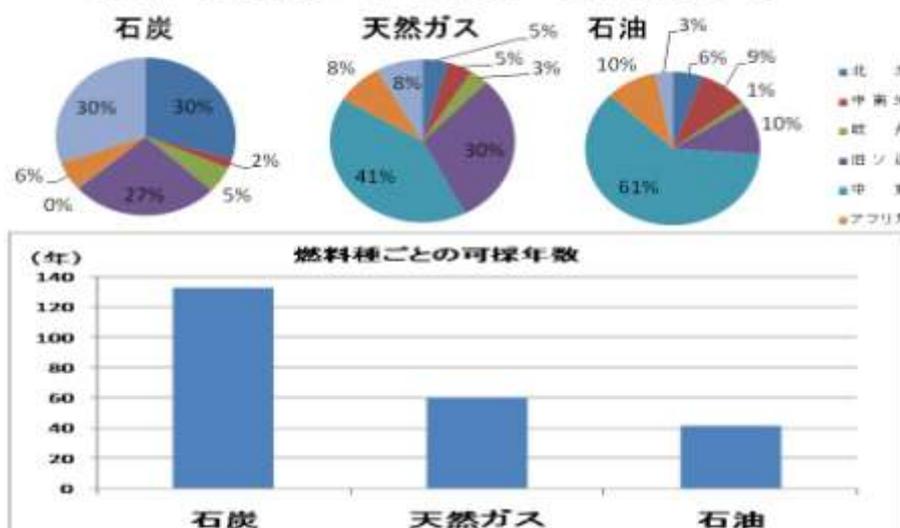
### (3) 火力発電に必要な機能を維持するための課題

火力発電については、前述のような事項に留意しつつも、相対的にはウエイトが低下せざるを得ず、その中にあるても出力調整や安定供給のための基本的な役割を果たしていくことが求められる。

今後とも火力発電が出力調整という重要な機能を維持するため、最新技術の導入にあたっては、発電開始までの立ち上げ時間が短いことや出力変化速度が速いこと、最低負荷が小さいことといった必要条件にも留意することが求められる。

火力発電の多様な燃料種への対応についても検討が必要であり、近年、新規投資が殆ど行われていない石油火力に関しては、自社の電源構成や燃料の調達環境を勘案した上で、設備の更新や排煙脱硫装置の整備などが今後の検討課題となる。

【資源の可採埋蔵量と可採年数、資源の地域別埋蔵量分布】



【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"> <li>ウラン資源が政情の安定した地域に賦存</li> <li>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。</li> <li>発電過程でCO<sub>2</sub>を排出しない</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>社会的受容性の問題など、将来の動向に不確実性がある</li> <li>共通原因により運転が制約される可能性がある</li> </ul>
L N G	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料の調達先が分散している。</li> <li>CO<sub>2</sub>の排出量が少ない。</li> <li>長期契約中心であり供給が安定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料輸送費が高い</li> <li>インフラ整備が必要</li> <li>燃料調達が硬直的</li> <li>価格は高め</li> </ul>
石炭	<ul style="list-style-type: none"> <li>資源量が豊富。</li> <li>燃料の調達先が分散、安定している。</li> <li>他の化石燃料と比べ低価格で安定している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電過程でCO<sub>2</sub>の排出量が多い</li> </ul>
石油	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料貯蔵が容易。</li> <li>供給弾力性に優れる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>価格は高めであり、燃料価格の変動が大きい</li> </ul>
水力・地熱	<ul style="list-style-type: none"> <li>純国産の再生可能エネルギー</li> <li>発電過程でCO<sub>2</sub>を排出しない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>大幅な新規開発を見込むには限界</li> <li>経済性は劣位</li> </ul>
新エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電過程でCO<sub>2</sub>を排出しない</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力が不安定</li> <li>経済性は劣位</li> </ul>

出典：資源エネルギー庁「電源開発の概要」

#### (4) 電気事業に供する石炭火力発電の環境適合についての考え方

石炭火力発電所の新規建設に関しては、今般、小名浜火力発電所の計画に係る環境アセス手続きにおいて、個々のプロジェクトにおける最新技術の導入や電気事業全体における CO<sub>2</sub> 排出削減のための取組との関係について焦点があたった。

具体的に環境大臣から問題とされたポイントは、まず、個別プロジェクトとしては、勿来における IGCC の実証事業が最終段階にあり実用化に近づきつつあるといった状況の下では、現時点で採用可能な最高水準の技術を用いたものとするべきである。また、石炭火力についても新陳代謝が図られ、全体として効率化が進んでいくためには、最新鋭の技術が積極的に投入されていく必要があるのではないか等である。

また、京都議定書第一約束期間における温暖化ガス削減目標を達成するための取組に関し、一般電気事業者と PPS10 社が個別に自主行動計画を策定し、それぞれの CO<sub>2</sub> 排出原単位目標が異なる枠組みとなっている現状においては、PPS 向けに CO<sub>2</sub> 排出原単位の高い電源が建設され、一般電気事業者から電力に置き換わることにより、電気事業全体の CO<sub>2</sub> 排出に悪影響を及ぼすおそれがあることも問題とされた。

こうした問題点を踏まえ、5月28日、経済産業大臣は、小名浜火力発電所計画に対し、次のとおり電気事業法に基づく勧告を行った。

○本事業は、他の化石燃料と比べ二酸化炭素排出原単位の大きい石炭を燃料としており、電気事業者を介して販売される電気の消費に伴う二酸化炭素排出量が増加する可能性があることから、最高水準の設備の導入、バイオマス混焼率の拡大等により、施設の稼働に伴う二酸化炭素排出量の実行可能な最大限の削減を図ること。

○2008年7月29日に閣議決定された「低炭素社会づくり行動計画」の趣旨を尊重し、今後策定される中期目標に係る事業者の責務を果たすこと。

また、この勧告に際して、経済産業省としては、中期目標の達成に向けて PPS を含めた電気事業全体として CO<sub>2</sub> 排出原単位が着実に低減される仕組みの構築に向けて対応していくことを表明した。

以上の一連の経緯を踏まえると、今後の電気事業の用に供する石炭火力の新設に当たっては、現時点で採用可能な最高水準の技術を用いた IGCC 並みの CO<sub>2</sub> 排出原単位レベルを実現していくことが求められる。

## 6. 低炭素電力供給システムを実現するための系統安定化対策等について

- ◇ 太陽光発電の大量導入に当たっては、余剰電力買取等の費用のほか、系統安定化対策に係る費用についても負担のあり方を検討していくことが必要。
- ◇ また、2020年頃に約2,800万kWといった目標を実現していくためには、系統運用における蓄電池の運用等を含めた最先端の制御技術を実現化した次世代送電ネットワークが必要。
- ◇ 太陽光発電等を有効活用するためのスマートハウス等の需要側での新たなシステムにも期待。

低炭素電力供給システムを実現していくためには、以上に記して来たとおり、電源の低炭素化、すなわち原子力、新エネルギー等の導入を可能な限り図っていくことが重要である。その際、我が国における優れた品質を維持しつつ、電力の安定供給を確保していくためには、送配電ネットワークにおける対策が鍵となる。逆に、この送配電ネットワークの能力の程度が低炭素の電源を取り入れて行くに当たっての制約条件になる面があり、本格的かつ速やかな対策の実施により、幅広く低炭素電源の導入が進むよう政策面でも取組を進める必要がある。

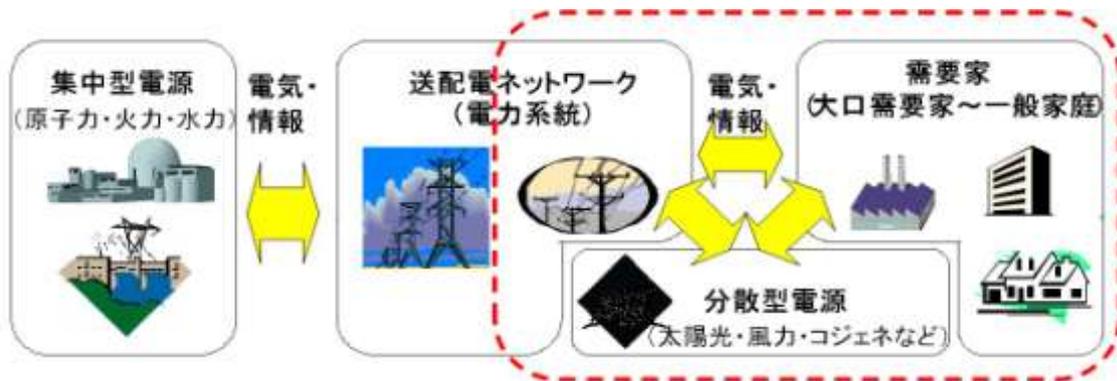
その対策の最も重要な部分は太陽光の大量導入に対応した系統安定化対策であり、その内容を明らかにするとともに、これに必要なコスト負担のあり方を早急に検討する必要がある。この研究会では、小委員会を設置し、配電網における電圧上昇対策、系統全体における余剰電力対策を中心に専門的な検討を行った。

この太陽光発電の導入については、前述のとおり、本年4月の経済危機対策において、目標がさらに前倒しされ、2020年頃に20倍程度（約2,800万kW）を目指すとの方針が示された。従来の約1,400万kWは、蓄電池の性能やコストをのぞき、活用可能な技術により送配電ネットワーク側での受入れがぎりぎり可能な試算値1,300万kW<sup>7</sup>に近いレベルであり、これまでそれを前提に本研究会でも検討作業を進めてきた。しかし、新たに掲げられた2,800万kWはそれを遙かに超えるものであり、系統安定化対策に大きな課題を投げかけるものとなった。

折しも、米国のオバマ政権が経済対策の柱としてグリーンニューディールを掲げ、その中で「スマートグリッド」に注目が集まっている。スマートグリッドとは、対象となる地域や目的により様々な概念を持つが、概ね「従来からの集中型電源と送電系統との一体運用に加え、情報通信技術の活用により、太陽光発電等の分散型電源や需要家の情報を統合・活用して、高効率、高品質、高信頼度の電力供給システムの実現を目指すもの」を指すと考えられる。

<sup>7</sup> 電力需要が努力継続ケースで推移し、かつ、太陽光発電の一定期間の出力抑制が実現されている前提。

【スマートグリッドの概念図】



米国のみならず、世界各国においても再生可能エネルギーの導入を積極的に進めていこうとしており、これに当たって送配電ネットワークの強化も共通課題となっている。「スマートグリッド」というキーワードが広く人口に膾炙する所以である。基幹送電網を含む送配電インフラが脆弱な米国では、オバマ政権が110億ドルのスマートグリッドを含む送配電投資について発表をしたところである。また、欧州の一部の国では風力発電の導入増によって、送電網の混雑が頻繁に発生し出力抑制も実施されているところであり、送配電システム上の課題解決が必要となりつつある。

我が国においても、太陽光発電等の大量導入に伴う系統安定化対策の他、需要家との接点におけるスマートメーター<sup>8</sup>の導入、需要家自体における太陽光等の有効活用や省エネルギーを統合的に進めていくための「スマートハウス」といった実証的な取組も進みつつある。

以下においては、まず、低炭素電力供給システムを実現するための系統安定化対策について、新エネルギーの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における検討内容<sup>9</sup>を示す。次に、2020年度における太陽光発電の導入目標を引き上げたことに伴いクローズアップされた技術開発課題、及び以上の他「スマートグリッド」の概念に含まれる取組の状況についてとりまとめる。

### (1) 太陽光発電等の大量導入時の系統安定化対策について

本研究会では、今後の太陽光発電等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、電力系統への影響やその対策、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

<sup>8</sup> 「スマートメーター」の定義については様々であるが、「規制改革推進のための第3次答申」（「規制改革会議」2008年12月22日）によると、「単なる電力計の電子化や機能の高度化以外に、それに付随して発生するメーター・事業者間における双方向通信の仕組みや、電力会社における業務改善、顧客サービスの多様化など、スマートメーター導入を契機としたあらゆる仕組みの変革のことを指す」とされている。

<sup>9</sup> 需要：長期エネルギー需給見通しの努力継続ケースの需要を前提。太陽光の導入量：長期エネルギー需給見通しの最大導入ケースの導入量：2020年1400万kW、2030年5300万kW、を前提。

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。

太陽光発電等の再生可能エネルギーの大量導入時における電力系統の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<sup>10</sup>
- 余剰電力の発生（需給バランス）<sup>11</sup>
- 周波数調整力が不足する可能性<sup>12</sup>

上記の課題に対する対策としては、複数のオプションを比較検討した結果、柱上変圧器の分割設置等による配電系統の強化や、需要家又は電力系統側における蓄電池の設置や揚水発電の活用による余剰電力対策が必要との結論を得た。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面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蓄電池や揚水発電等が支配的であることから、時系列シナリオとして、以下の3つを検討シナリオとして設定した。

- [Ⅰ] 需要家側に蓄電池を設置する場合
- [Ⅱ] 配電対策を行いつつ系統側に蓄電池を設置する場合
- [Ⅲ] 配電対策を行いつつ系統側で揚水発電及び蓄電池を設置する場合

各シナリオについて、一定の仮定の下でコスト試算を行ったところ、2030年度までの系統安定化対策費用として、総額で約4.6～6.7兆円（2008年現在価値換算）と推計され<sup>13</sup>、最も経済的なシナリオは[Ⅱ]であった<sup>14</sup>。

<sup>10</sup> 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、電力系統側に電力が逆潮流する場合、配電系統の電圧が上昇。需要家と配電系統との連系点における電圧が電気事業法に基づく適正值（101±6V）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。この課題については、柱上変圧器の分割設置や電圧調整装置（SVC）、自動電圧調整器（SVR）等を活用した電圧安定化対策が必要。

<sup>11</sup> 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。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。また、電気自動車やヒートポンプ等の新規需要創出も余剰電力対策に有効である。

<sup>12</sup> 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。

<sup>13</sup> 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。

<sup>14</sup> 試算の前提条件や各シナリオの詳細及び試算結果等については、新エネルギーの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「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」（2009年1月9日）報告書参照

シナリオ	出力抑制 (年末年始 とGW) <sup>※1</sup>	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 <sup>※2</sup>	蓄電池の充 放電ロス・揚 水ロス <sup>※2</sup>	太陽光出力 の把握 <sup>※2</sup>	総額 <sup>※3</sup>
I. 需要家側蓄電池	0.04 ～0.14 兆円	— <sup>※4</sup>	4.81 ～6.01 兆円	— <sup>※4</sup>	～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59.5億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。

なお、今回の試算に当たっては、太陽光発電によって発生する全ての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ことから、休日が連続し、需要が低い年末年始やGW期間においては出力抑制を行うことを前提とした。余剰電力の蓄電等に関する合理的な設備形成の観点からは、一定の出力抑制が必要であり、そのあり方や具体的な方策については今後検討が必要である。

こうした試算による導入コストの負担のあり方については、今後の太陽光の導入の実際の状況や系統対策費用の発生状況を見極めながら検討を行う必要がある。当面は新たな余剰電力買取に係る費用負担の制度化をめぐる議論が先行的に進められているが、系統安定化対策のコストも太陽光発電の導入に伴って増加すると試算される。こうしたコストが今後顕在化していくこと想定し、負担方法についてのルールを検討していく必要がある。

太陽光発電の導入に係る系統安定化対策コストについては、原因者が特定される場合には原因者負担となるが、小委員会においては、負担の水準感を示すべく、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、当該整理を出発点に、当該コストを「送電等関連コスト」(系統利用者負担として、①半額【整理1】、②全額【整理2】)と整理する考え方、及び、全額を太陽光発電の設置者による原因者負担【整理3】と整理する考え方を想定し、それぞれについて需要種別ごとのコスト負担額を試算した。その結果、系統利用者負担分が増える場合には、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

分として太陽光発電設置者の費用負担が増えれば、その普及が遅延・抑制される可能性があることが明らかとなった<sup>15</sup>。

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在する。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。

## (2) 太陽光発電の導入目標引上げ及び長期的な大量導入に伴う系統安定化対策 ——次世代送配電ネットワークの整備に向けて——

太陽光発電等の再生可能エネルギーの大量導入に伴って電力系統の安定化対策が必要か否かについては、2020 年度において太陽光発電の一定の出力抑制を行えば、特段の対策を講じない場合でも、局所的な集中連系を除き、太陽光発電は 1,300 万 kW 程度導入可能との試算がある。これは、余剰電力対策の観点からは、送配電ネットワークを含む電力供給システムで受け入れ可能であることを意味する。

しかし、これを上回る導入に対しては、周波数調整力等の面から現状の電力供給システムでは対応が困難な事態が生じ得る。2020 年頃に約 2,800 万 kW の目標を実現していくためには、既存の送配電ネットワークでの受け入れは非常に難しいと考えられ、系統運用における蓄電池の運用等を含めた最先端の制御技術を実現化した次世代ネットワークが不可欠となる。太陽光発電にかかる補助制度や新たな買取制度によって、また、そうした施策の効果により太陽光発電システムの大幅な価格降下が実現されることによって、長期エネルギー需給見通しで示されている導入見通しが前倒しになることも想定される。こうした場合には、以上のような既存のネットワークにおける制約を克服するための研究開発やデータ蓄積等を重点的かつ集中的に推進する必要がある。

具体的には、太陽光発電等の再生可能エネルギーの大量導入による出力変動に対応するため、系統側に設置される蓄電池と火力発電所、水力発電所の組み合わせによる適切な制御を行うことが今後の課題となる。また、火力発電が減ることにより、同一周波数で同期して運転することで安定性を維持している発電機（同期機）が減少し、同期化力<sup>16</sup>が減少することによって系統の安定度が低下することへの対応や、

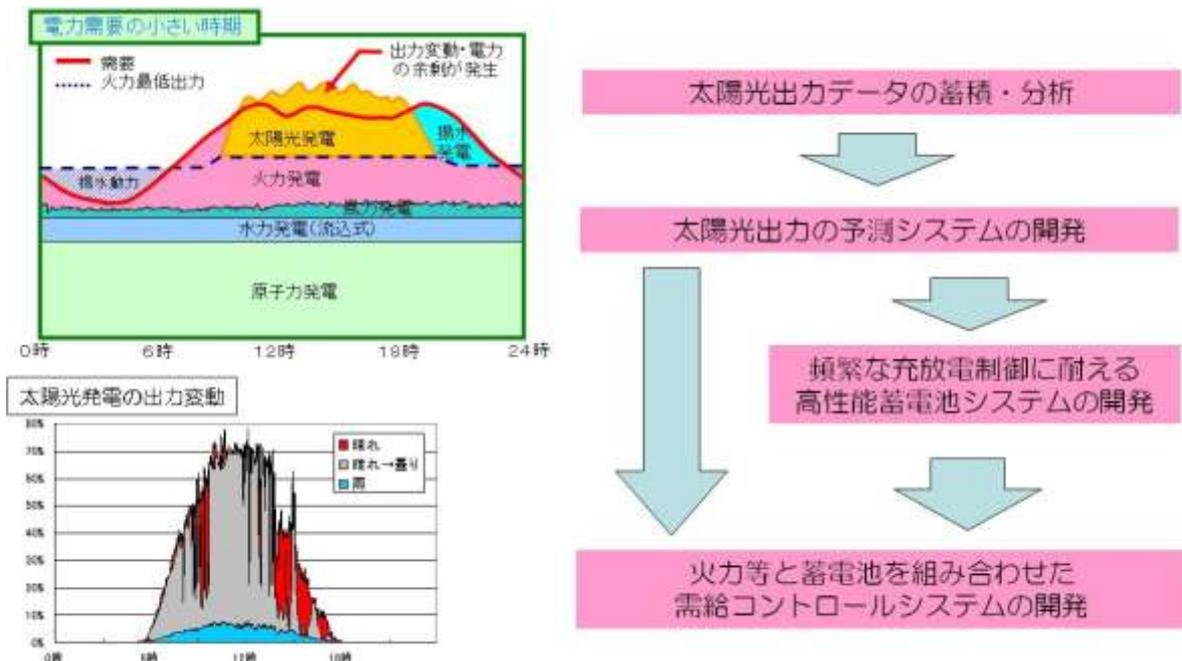
<sup>15</sup> 新エネルギーの大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会において、系統安定化対策コストを系統利用者負担、原因者負担に振り分けた場合の試算を行っている。

<sup>16</sup> 同期化力とは、発電機（同期機）が系統に連係している状態で、その同期状態を乱す系統事象（発電機故障や送電線故障等）があった場合などに、元の同期のとれた状態に戻すために発電機関に働く復元力。

局地的な気象の変化によって生じるこれまで想定されなかった潮流の変化にも対応できる系統安定化対策など幅広い対策が必要となる。

これらの課題に対応するため、下図に示すような太陽光発電の出力データの蓄積や分析、太陽光発電の出力予測システムの開発、頻繁な充放電に耐える高性能な蓄電池の開発といった要素技術の開発に積極的に取り組むべきである。

### ＜更なる系統安定化対策の概要＞



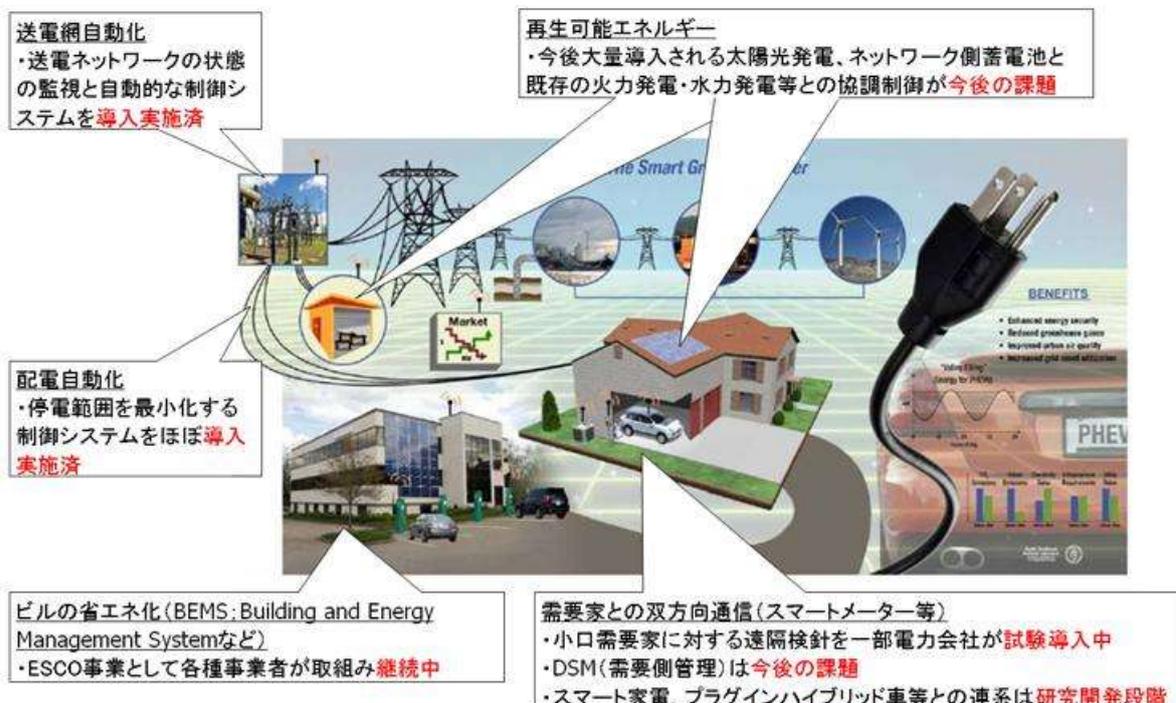
国としては、2009年度から日本全国300カ所程度で太陽光発電の出力変動や平滑化効果等の実測データを元にした分析・評価や、太陽光発電の出力予測手法の開発等を行うこととしている。また、これまでの太田市や稚内市、北杜市などにおける大規模実証などの成果も活用し、2020年や2030年の太陽光発電の大量導入時の縮図を離島において先行的に具体化していくことを目指していく。具体的には、今般の経済対策の一環として電気事業者の主要な電力系統に連系していない離島において太陽光発電と蓄電池等からなるマイクログリッドの実証事業を実施する。更に、模擬的な太陽光発電や風力発電、変電所、送電網等から構成される電力系統シミュレータを構築し、系統安定度への影響などを検証する予定である。

### (3)「スマートグリッド」に関連する課題について

ここで再び「スマートグリッド」と呼ばれるものの全体に目を転じてみると、これを構成する具体的な技術的要素としては、次のようなものが含まれる。

- IT等を活用した送配電網の自動化
- 分散型再生可能エネルギー導入への対応
- 需要家サイドの多様なマネジメント

## 【我が国におけるスマートグリッドの構成技術の実施状況と今後の課題】



以上のうち、我が国では、送配電網の自動化については他国に先んじて取り組まれて来ており、現時点では停電時間の少なさと高い電力品質を誇っていると言える。また、供給区域内の発電機の出力や、主要な需要家の電力需要、主要な送配電線に流れる電流値を PLC (Power Line communication) 等によって常時把握するなど、電力分野において IT 技術が一早く導入されている。

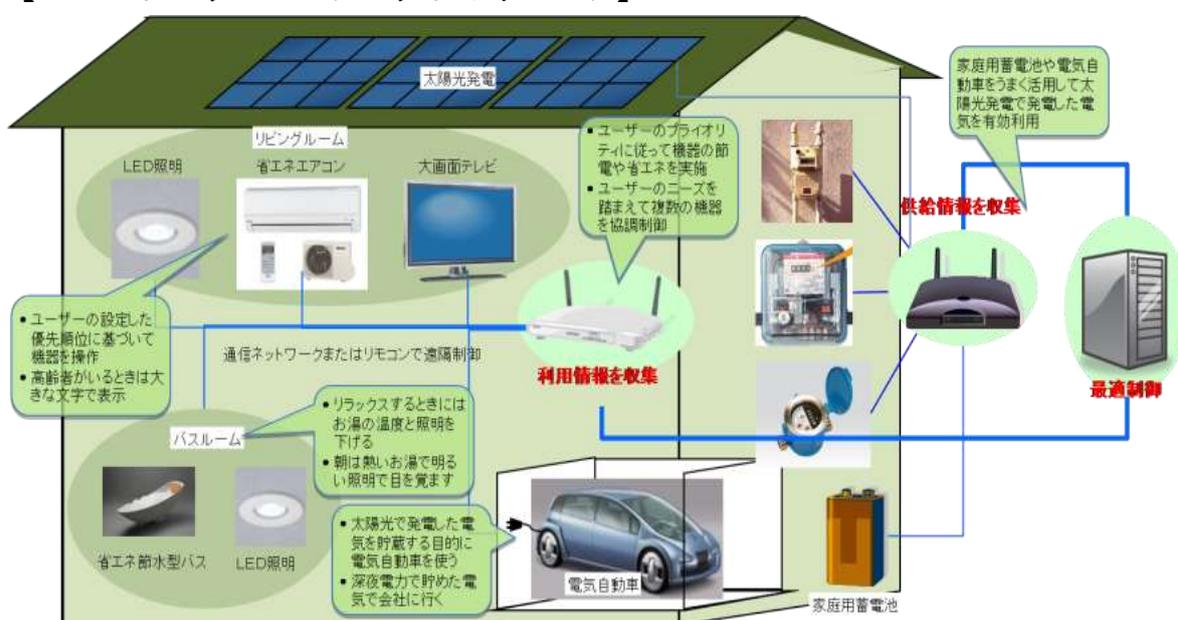
しかし、スマートグリッドの概念に含まれる重要な部分である分散型の再生エネルギー導入への対応に関しては、特に太陽光発電の大量導入に係る系統安定化対策として、上記のとおり、本格的な研究開発を含む大きな課題を克服していかなければならない状況にある。

### <需要家側におけるマネジメント>

需要家側における多様なマネジメント (DSM: デマンド・サイド・マネジメント) に関しては、欧米においては先行的に導入されている地域がある。具体的には、電力需給の逼迫への対応策として、供給力の確保のみにとどまらず、状況に応じて需要家に対して限界的な価格等のシグナルを送り、需要家の行動を促すことやそうした需要家側の行動に関し需要機器を自動制御するシステム等がその構成要素である。また、今後の太陽光発電等の分散型電源の導入に当たり、需要家サイドでその電気を有効活用するため、発電設備と需要機器、さらには蓄電池等の機器類を効率的に制御するようなシステムも考えられる。

我が国における需要家側の研究開発の一例として、経済産業省においても、需要家による需要家機器の制御を最適に行うプログラムや遠隔制御システムの開発、また、通信インターフェイス共通化といった課題を解決するため、「スマートハウスプロジェクト」<sup>17</sup>を推進している。太陽光発電のコストが現在推測されているとおり半分程度まで下落し、一般家庭向けの電力料金と変わらないレベルないしはそれ以下になっていく場合には、こうした新しい技術により太陽光の電気を幅広く活用していくことが需要家サイドで進展していく可能性も出てくる。今後、供給サイドにおいても重要な動きとして注視が必要と考えられる。

### 【スマートハウスプロジェクトのイメージ】



他方、電気事業サイドの取組としては、一部電力会社でいわゆる「スマートメーター」の導入も進みつつある。現在、スマートメーターの費用対効果についての議論も進められてきているところであり、国としても、料金プログラム等を活用したピーク需要削減による省エネ・負荷平準化効果を計測・分析することとしている。今後、費用対効果を踏まえスマートメーターが本格的に導入される場合には、需要家による需要家側の機器の制御等に関わるシステムと連携する可能性も考えられるなど、DSMの実現に向けた取組も進展されることが期待される。

需要家サイドの取組に関しては、総じて技術開発や実証実験の段階にあるが、今後こうした技術の導入が大きな流れになってくる可能性もある。電力需要パターンに相当の影響をもたらす可能性があり、電力供給システムの将来を考える上でも技

<sup>17</sup> スマートハウスプロジェクト：2009年度補正予算において7.5億円を計上。2～3カ所程度で実証事業の実施を予定。

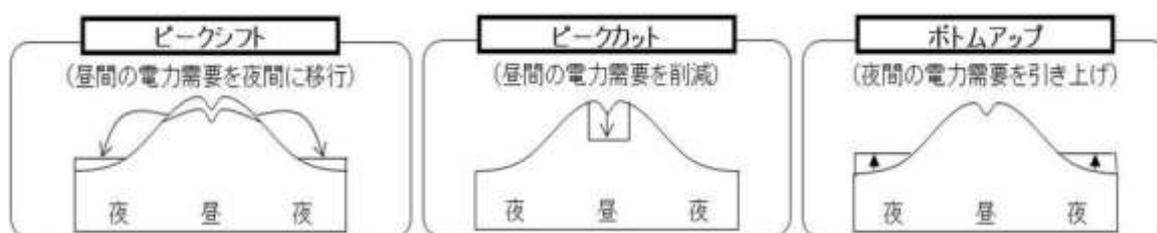
術開発等の動向には注視する必要がある。

これまで電気事業者においても、夜間の電力料金を昼間に比べて割安に設定する等の料金制度等により、供給側から見ても望ましい需要家の消費行動を促す取組が行われてきているが、新たな技術の導入により、こうした取組を一層効果的にする可能性も考えられる。

## 7. 負荷平準化対策について

原子力発電の導入拡大のためには一層の負荷平準化が必要。晴天時には、太陽光発電も負荷平準化と類似の効果を期待できるが、天候の変化に備えてバックアップ電源は必要。

一般的に、負荷平準化対策とは、電力負荷を需要の多い時期から需要の少ない時期に移行（ピークシフト）、需要の多い時期の電力需要を削減（ピークカット）、需要が少ない時期の電力需要を創出（ボトムアップ）することにより、最大需要電力の抑制等を図ることを言う。これにより必要となる設備容量を減らすといった効率的な電源運用を図ることができる。



【ピークシフト・ピークカット・ボトムアップのイメージ図】

負荷平準化は、ピークの電力需要を抑制することで、次のような効果をもたらすことができる。具体的には、電力需要増による供給力不足のリスクを軽減する（電力の安定供給の確保）、ピーク需要に対応した設備投資を軽減する（電力供給コストの低減）、夜間の電力需要創出によりベース電源が原子力発電である場合にはその導入余地を拡大し、設備利用率を向上させる。（原子力発電所の着実な推進による低炭素化）。

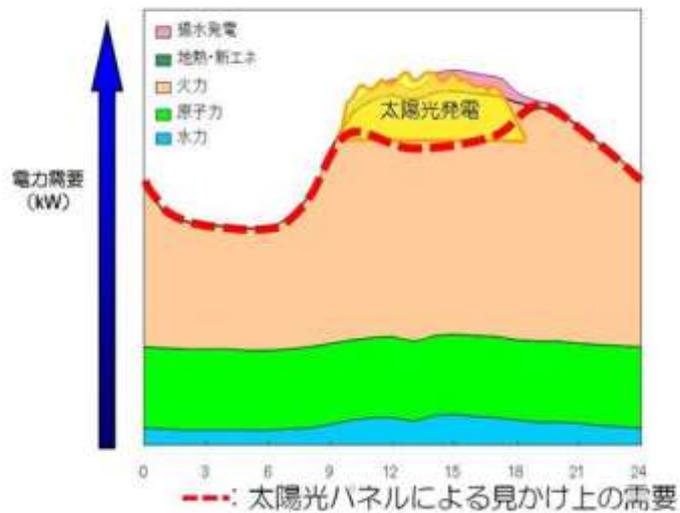
ピークカットは本来ピーク時の電力需要を削減するものであるが、太陽光発電によって電力系統側から見た電力需要が減るため、昼間、特に真昼に多く発電する太陽光発電は、晴天時には負荷平準化（ピークカット）に似た効果を持つ。

一方、点灯ピークの場合、あるいは曇りや雨天時の太陽光パネルが発電しないときには、この負荷平準化の効果は期待できない。ただし、曇りや雨天時には、ピークの電力需要が晴天時より低いため、晴天時のような大きなピークカット効果は求められない。このため、太陽光発電による負荷平準化の具体的な効果を予測することは困難ではあるが、電力系統側から見て、ある程度の負荷平準化と同様の効果も期待できると考えられる。

しかしながら、太陽光発電の大量導入時には、天候の変化等に備えて火力発電等によるバックアップ電源が必要となる。このため、太陽光発電による負荷平準化の効果がどれほどのものか明らかでない現状においては、負荷平準化の意義であると

この設備容量の削減による「電力の安定供給の確保」や「コストの低減」の定量的な評価は、困難である点には留意する必要がある。

【夏の晴天時の太陽光パネルによる負荷平準化効果(イメージ)】



電力負荷平準化により夜間電力需要が創出される等により、ベース電源が原子力発電である場合にはその導入余地の拡大や設備利用率の向上が図られる。また、電力負荷平準化効果の高いヒートポンプ蓄熱システムは、機器そのものの効率が高いことにより、CO<sub>2</sub>排出量削減に寄与する。

以上のことから、引き続き、負荷平準化対策を推進することによって、電力の安定供給と低炭素化を図っていくことが重要である。

## 8. まとめ

本研究会は、2008年7月に閣議決定された「低炭素社会づくり行動計画」に掲げられた電力分野における目標を具体化していく際の課題を整理するために設置し、これまで多岐にわたる検討を行ってきた。具体的には、ゼロ・エミッション電源の比率を50%以上にしていくための電源ごとの課題、2030年度に約5,300万kWと極めて野心的な目標を掲げた太陽光発電に対応した系統安定化対策が検討の中心となった。

しかし、その後これまでの間においても、太陽光発電に関して導入目標の前倒しを図るための新たな制度が打ち出された他、再生可能エネルギーに関して新たに2020年頃までに20%程度を目指すとの目標が掲げられた。温室効果ガス削減に係る中期目標も発表され、2005年度比でマイナス15%を目指すこととなった。

一方、米国がグリーンニューディールを掲げる中で、「スマートグリッド」の概念が我が国でも注目され、当研究会で検討を行ってきた太陽光発電等の大量導入に伴う系統安定化対策の必要性についても広く理解が進んだ面がある。

今後の政策面での対応として、特に中期目標で掲げられた削減目標を実現していくためには、原子力、新エネルギー等を着実に進める必要がある。我が国全体として大幅な省エネルギーが進展した場合において原子力発電を着実に進めていくための事業環境整備は極めて重要である。また、再生可能エネルギーに関しては新たな買取制度によって太陽光発電の加速的導入が期待されることに加え、水力・地熱等についても、地元との調整の難しさ等も踏まえつつ、着実に開発を進めていく必要がある。RPS制度の見直しや関係法令による規制緩和等も課題となる。

火力発電については、効率改善のための一層の技術開発を進めていく必要がある。その上で、今後建設される施設が30~40年稼働することを想定すれば、技術開発の結果得られた成果が具体的な新規建設案件として実用化され、施設の更新代謝を通じて着実に火力全体の効率が上がっていくことが求められる。また、CCSに関しても、エネルギーの安定供給と環境適合の両方を実現するための選択枝の一つとして、社会受容性や法制度面からの検討を進めつつ、技術開発を進めていくことが重要である。

一方、送配電ネットワークについては、太陽光発電の大量導入に対応した系統安定化対策とこれに必要なコスト負担のあり方をテーマに議論を進めた。この過程において、今後、政府の掲げる目標を達成するためには、電源側の対策にもまして多くの差し迫った技術開発課題が目前に残されており、それらを克服し、次世代の送配電ネットワークを構築していく必要があることがクローズアップされてきた。

原子力、太陽光等については、それぞれの分野ごとに精力的な政策論議が進めら

れているが、それらの議論を統合しつつ、低炭素電力供給システムを実現していくためには、次世代送配電ネットワーク実現が非常に重要な鍵となる。本研究会では、現時点での知見を下に議論の整理を行ってきたが、技術開発動向や各種施策による本格的な効果の発出等の状況の変化等に対応して、更なる検討が行われることが必要である。特に、太陽発電の大量導入に向けた環境を可能な限り整備するためには、産学官における研究開発について、我が国全体として長期的な視野に立って取り組んでいく体制を整備する必要がある。低炭素電力供給システムの構築に向けた関係者の取組は緒についたばかりであり、今後、上記に掲げられた課題等への更なる検討が行われ、本研究会における検討結果が今後の低炭素社会における「低炭素電力供給システム」の構築に貢献することを期待する。